



TEKNILLINEN KORKEAKOULU  
Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto

Jarno Lamponen

## Tuulivoiman erityispiirteitä kantaverkkoliittymän ja verkon dynamiikan kannalta

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 7.1.2008.

Valvoja      Professori      Liisa Haarla

Ohjaaja      DI      Jussi Matilainen

Tekijä:	Jarno Lamponen	
Työn nimi:	Tuulivoiman erityispiirteitä kantaverkkoliittynän ja verkon dynamiikan kannalta	
Päivämäärä:	7. tammikuuta 2008	Sivumäärä: 72
Osasto:	Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto	
Professuuri:	S-18 Sähköverkot ja suurjännitetekniikka	
Työn valvoja:	Professori Liisa Haarla	
Työn ohjaaja:	DI Jussi Matilainen	
<p>Tässä työssä tutkittiin laajamittaisen tuulivoimatuotannon liittämismahdollisuuksia ja liittamisestä aiheutuneita verkon vahvistustarpeita. Lisäksi vertailtiin tuulipuiston ja lämpövoimalaitoksen vaikutusta jännitekuopan leviämiseen 110 kV verkossa sekä tutkittiin merkittävän tuulivoimatuotannon vaikutusta järjestelmän taajuudensäätövoimaan. Työ toteutettiin simuloimalla pohjoismaista kantaverkkoa PSS/E-ohjelmalla.</p> <p>Käytetty kantaverkon malli on Fingridin käyttämä ja tuulivoimalan malli PSS/E-tuulipaketin mukana tuleva DFIG-tuuligeneraattoriin perustuva malli. Tuulipuistot mallinnettiin ekvivalenttigeneraattoreilla sekä puiston sisäisen verkon ekvivalenttisella kokonaisimpedanssilla ja -suskeptanssilla.</p> <p>Tutkittiin kahta tuulivoimaskenaariota (2000 MW, 7320 MW). Tuulipuistojen suuruudet ja sijainnit perustuvat maakuntaliittojen teettämiin tuulivoimaselvityksiin.</p> <p>Tutkimus toteutettiin siten, että tuulipuistot liitettiin kantaverkon sähköasemille. Jos ylikuormituksia tai jännitteen alenemia ilmeni ehjässä verkossa tai (n-1) vian seurauksena, lisättiin tarvittavat 110 kV ja 400 kV johdot (n-1)-kriteerin toteuttamiseksi. Liityntätarkastelujen tueksi tehtiin alueellisia tehonjako- ja dynamiikkatarkasteluja. Dynamiikkatarkasteluissa käytettiin erilaisia vikapaikkoja ja tarkasteltiin jännitteiden sekä voimaloiden käyttäytymistä vian aikana.</p> <p>Tarvittavat verkkovahvistukset tehtiin kahdessa eri tuulivoimaskenaariossa ja laskettiin tarvittavien investointikustannusten hinta asennettua tuulivoimakapasiteettia kohti. Näihin kustannuksiin otettiin mukaan vain verkkovahvistusten kustannukset.</p> <p>Tutkimuksen tulokseksi saatiin, että verkkoinvestointikustannukset asennettua tuulivoimakapasiteettia kohti ovat samansuuntaisia kuin eräiden maiden tekemät selvitykset heidän voimajärjestelmällään. Ei löydetty merkittävää eroa lämpövoimalaitoksen ja tuulipuiston dynaamisesta käyttäytymisestä verkkovian aikana. Käytetyn tuulivoimalan mallin dynaamisen käyttäytymisen oikeellisuudesta jäi kuitenkin epävarmuutta ja tehtäessä taajuusvastetarkasteluja havaittiin, että tuulivoimalan ei toiminut oikein verkon taajuuden poiketessa nimellisestä.</p>		
Avainsanat:	tuulivoima, verkkoliittymä, verkkovahvistukset, jännitekuoppa	

HELISINKI UNIVERSITY  
OF TECHNOLOGY

ABSTRACT OF THE  
MASTER'S THESIS

Author:	Jarno Lamponen		
Title:	Special features of wind power relating to grid connection and dynamics of the power system		
Date:	7 January 2008	Number of pages:	72
Department:	Electrical and Communications Engineering		
Professorship:	S-18 Power Systems and High Voltage Engineering		
Supervisor:	Professor Liisa Haarla		
Instructor:	Jussi Matilainen, M.Sc. (Tech.)		
<p>This work studies the connection issues and grid reinforcement needs for large amounts of wind power. Additionally, the effect of a wind power plant on the voltage drop in the 110 kV grid was compared with that of a thermal power plant, and also the effects of large amounts of wind power on the frequency response of the power system were studied. The work was accomplished by simulating the Nordic power system with PSS/E software.</p> <p>The grid model is the Nordic grid model used by the Finnish TSO. The wind turbine generator model used in the study is a DFIG-model from the PSS/E Wind Package. The wind farms are modelled with equivalent generators and collector equivalent impedance and charging capacitance.</p> <p>Two different wind power scenarios were studied. The amount and location of the wind farms are based on regional plans made by Finnish regional authorities.</p> <p>In the study, the wind farms were connected to existing substations. Additionally, new 110 kV and 400 kV lines were added if overloadings or voltage declines occurred in the intact grid or after (n-1) faults. One area in Finland was more carefully studied with power flow and dynamic simulations. Different fault locations were used and the behaviour of voltages and power plants during the faults were studied.</p> <p>The necessary grid reinforcement plan was made for two different wind power scenarios, thus allowing the grid reinforcement costs per installed megawatt of wind power to be calculated. This price included only the costs for reinforcing the grid.</p> <p>The study shows that the grid reinforcement costs per installed megawatt of wind power were similar those reported in other countries with their own power systems. No significant differences were found in the dynamic operation between the thermal and wind power plants during faults. However, there was some uncertainty about the correctness of the dynamic behaviour of the wind turbine model, and it was later discovered that the wind turbine did not function properly when the grid frequency deviated from nominal value.</p>			
Keywords:	wind power, grid connection, grid reinforcement, voltage drop		

## Alkulause

Diplomityö on tehty Teknillisen Korkeakoulun Sähköverkkojen ja suurjännitetekniikan laboratoriossa opinnäytteeksi Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osastolle.

Haluan kiittää työn valvojaa professori Liisa Haarlaa mielekkään diplomityöaiheen järjestämisestä, opastuksesta sekä hyvistä ohjeista työn toteutusta koskien. DI Jussi Matilaista kiitän työn ohjauksesta sekä asiantuntevista neuvoista tuulivoimaan liittyen. Lisäksi haluan kiittää työhön osallistumisesta muita ohjausryhmän jäseniä DI Harri Kuistia, DI Bettina Lemströmiä sekä DI Mikko Koskista, jonka neuvot erityisesti simulointeihin liittyen olivat tärkeitä.

Kiitokset myös avopuolisolleni sekä vanhemmilleni opintojeni tukemisesta.

Espoossa 7. Tammikuuta 2008

Jarno Lamponen

# Sisällysluettelo

<b>ALKULAUSE.....</b>	<b>III</b>
<b>SISÄLLYSLUETTELO .....</b>	<b>IV</b>
<b>KÄYTETYT LYHENTEET JA MERKINNÄT.....</b>	<b>VII</b>
<b>1 JOHDANTO.....</b>	<b>1</b>
<b>2 TUULIVOIMA .....</b>	<b>2</b>
2.1 TUULIVOIMA MAAILMALLA .....	2
2.2 TUULIVOIMA SUOMESSA.....	3
2.2.1 Tuulivoiman nykytilanne ja kehitys .....	3
2.2.2 Tuulivoimapotentiaali .....	5
<b>3 SÄHKÖVERKKO JA VERKOSTOSUUNNITTELU .....</b>	<b>7</b>
3.1 SÄHKÖVERKON SUUNNITTELU JA MITOITUSKRITEERIT .....	7
3.2 SÄHKÖVERKON TAAJUUDEN JA JÄNNITTEEN SÄÄTÖ.....	7
3.2.1 Taajuuden säätö ja pätötehotasapaino .....	7
3.2.2 Jännitteensäätö ja loistehotasapaino .....	9
<b>4 TUULIVOIMA SÄHKÖVERKOSSA .....</b>	<b>10</b>
4.1 TUULIVOIMAN VAIKUTUKSIA VOIMAJÄRJESTELMÄÄN .....	10
4.1.1 Tuotantoenergian ja -tehon vaihtelu ja riittävyys .....	10
4.1.2 Tuulivoiman aiheuttama siirtotehojen kasvu.....	11
4.1.3 Vaikutukset taajuuden säätövoimaan .....	12
4.2 NORDELIN LIITTYMISEHDOT TUULIVOIMALLE .....	15
4.2.1 Pätötehon säätö.....	15
4.2.2 Loistehokapasiteetti.....	15
4.2.3 Loistehon säätö.....	16
4.2.4 Jännite- ja taajuusalueen mitoitus.....	16
4.2.5 Toiminnalliset ominaisuudet verkon häiriötilanteissa .....	17
4.2.6 Käynnistyminen ja pysähtyminen .....	18
4.3 TUULIVOIMALATYYPIT .....	19
4.3.1 Kaksoissyötetty epätahtigeneraattori.....	20
4.4 ESIMERKKI MERITUULIPUISTOSTA .....	23
<b>5 TUULIVOIMAN KUSTANNUKSET.....</b>	<b>25</b>
5.1 TUULIVOIMAN INVESTOINTIKUSTANNUKSET .....	25
5.2 TUULIVOIMAN VERKKOON LIITTÄMISEN KUSTANNUKSET .....	26
5.2.1 Verkkoinvestointikustannuksia eräissä maissa.....	26
5.2.2 Kustannusten jakaminen.....	27
<b>6 TUTKIMUSMETODIT .....</b>	<b>30</b>
6.1 PSS/E .....	30
6.1.1 Tehonjakolaskenta.....	30

6.1.2	Dynamiikkalaskenta .....	30
6.2	KANTAVERKON MALLI.....	30
6.3	TUULIVOIMALAN MALLI .....	31
6.3.1	Tuulivoiman mallintaminen tehonjakotarkasteluita varten .....	31
6.3.2	Mallin rakenne.....	32
6.3.3	Kaksoissyötetyn epätahtigeneraattorin ja konvertterin malli.....	33
6.3.4	Sähkökäyttöjärjestelmän malli .....	33
6.3.5	Voimalan turbiinin malli ja lapakulmasäädön malli.....	33
6.3.6	Jännite- ja taajuusreleistyksen malli .....	34
6.3.7	Tuulen vaihtelu -malli .....	34
<b>7</b>	<b>TUULIPUISTOJEN LIITYNTÄTARKASTELUT.....</b>	<b>35</b>
7.1	TARKASTELUJEN TOTEUTTAMINEN .....	36
7.1.1	Käytetyt rajat (n-1)-tarkasteluissa .....	37
7.2	VERKKOVAHVISTUSTEN TARVE .....	37
7.3	VERKKOVAHVISTUSTEN INVESTOINTIKUSTANNUKSET .....	40
7.4	VERKKOLIITYNTÖJEN TOTEUTTAMINEN.....	42
7.4.1	Liittymispisteen valinta .....	42
7.4.2	Loistehon kompensointi .....	43
7.4.3	Generaattorien mallintaminen .....	45
7.4.4	Merituuipuijstojen kaapeliyhteyksien mallintaminen.....	45
7.4.5	Esimerkki tuulipuiston kantaverkkoliitännästä.....	46
7.4.6	Tuuligeneraattorien ohjejännitteet.....	47
7.4.7	Tuulipuiston sisäisen verkon mallinnus .....	47
7.5	YHTEENVETO LIITYNTÄTARKASTELUISTA .....	50
<b>8</b>	<b>ALUEELLISET TARKASTELUT .....</b>	<b>51</b>
8.1	ALUEELLISET TEHONJAKOTARKASTELUT.....	51
8.1.1	Tuovilan alueen 110 kV verkko ja voimalaitokset .....	52
8.1.2	Tarkasteltavat tehonjakotilanteet.....	53
8.1.3	Alueellisten tehonjakotarkastelujen tulokset .....	54
8.2	ALUEELLISET DYNAMIIKKATARKASTELUT .....	55
8.2.1	Tarkasteltavat tilanteet ja vikapaikat .....	55
8.2.2	Käytettävän vika-ajan valinta .....	57
8.2.3	Alueellisten dynamiikkatarkastelujen tulokset .....	57
8.3	YHTEENVETO ALUEELLISISTA TARKASTELUISTA .....	60
<b>9</b>	<b>TAAJUUSVASTETARKASTELUT .....</b>	<b>61</b>
9.1	TARKASTELUJEN TOTEUTTAMINEN .....	61
9.2	TULOKSET.....	62
9.3	YHTEENVETO TAAJUUSVASTETARKASTELUISTA.....	66
<b>10</b>	<b>POHDINTA JA JOHTOPÄÄTÖKSET .....</b>	<b>67</b>

<b>LÄHDELUETTELO.....</b>	<b>69</b>
<b>LIITE 1: VOIMAJÄRJESTELMÄT TILAT LIITYNTÄTARKASTELUISSA .....</b>	<b>73</b>
<b>LIITE 2: VERKKOVAHVISTUSTEN INVESTOINTIKUSTANNUKSET .....</b>	<b>74</b>
<b>LIITE 3: MERIKAAPELIEN JA JOHTOJEN SÄHKÖISET ARVOT .....</b>	<b>77</b>
<b>LIITE 4: TUULIPUISTOJEN VERKKOLIITYNNÄT .....</b>	<b>78</b>
TUULIVOIMASKENAARIO: 5,5 TWh, 2000 MW .....	78
TUULIVOIMASKENAARIO: 22 TWh, 7320 MW .....	79
<b>LIITE 5: ALUEELLISTEN DYNAMIIKKATARKASTELUIDEN TULOKSIA .....</b>	<b>82</b>
<b>LIITE 6: TEHONJAKOTILANTEET TAAJUUSVASTETARKASTELUISSA .....</b>	<b>83</b>

## Käytetyt lyhenteet ja merkinnät

CHP	Combined Heat and Power, yhdistetty lämmön ja sähkön tuotanto
CIGRE	International Council on Large Electric Systems
DFIG	Doubly Fed Induction Generator, kaksoissyötetty epätahtigeneraattori
DOE	U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy
DWIA	Danish Wind Industry Association
EWEA	European Wind Energy Association
GE	General Electric
GWEC	Global Wind Energy Council
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
Offshore	merellä sijaitseva
PSS/E	Power System Simulator for Engineering
pu	per unit, suhteellisarvo
$B$	suskeptanssi
$B_{KAAPELI}$	kaapelin susceptanssi
$B_{KOK}$	kokonaissuskeptanssi
$E''$	magnetointijännitteen alkuarvo
$f$	verkon taajuus
$\Delta f$	taajuuden muutos



## VIII

$I_P$	Pätövirta
$K$	taajuudensäätövoima
$K_{pll}$	vaihelukitun silmukan vahvistuskerroin
$l_{KESKIM}$	keskimääräinen etäisyys tuulipuiston muuntajalta
$N_{JONO}$	tuulipuistossa olevien voimalajonojen lukumäärä
$N_{RIVI}$	tuulipuistossa olevien voimalarivien lukumäärä
$N_{VOIMALA}$	tuulipuistossa olevien voimaloiden lukumäärä
$\Delta P$	pätötehon muutos
$P_{GEN}$	pätötehon tuotanto
$P_{SÄHKÖ}$	sähköteho
$Q_{GEN}$	loistehon tuotanto
$R$	resistanssi
$t$	aika
$U$	verkon jännite
$U_{LIITIN}$	jännite tuulivoimalan liittimissä
$U_{SOLMU}$	tuulivoimalan säätämän solmun jännite
$X$	reaktanssi
$Z$	impedanssi
$Z_{KAAPELI}$	kaapelin impedanssi
$Z_{KOK}$	kokonaisimpedanssi

# 1 Johdanto

Tuulivoima on tällä hetkellä yksi merkittävimmistä uusiutuvista energialähteistä. Tuulivoimatuotannon kasvu viimeisen kymmenen vuoden aikana on ollut erittäin nopeaa, ja erityisesti suuren kasvupotentiaalin takia tuulivoimaa täytyy pitää tällä hetkellä merkittävämpänä tekniikkana hiilidioksidipäästöjen vähentämiseen. Tässä työssä tutkitaan laajamittaisen tuulivoimatuotannon liittämistä Suomen kantaverkkoon sekä koko järjestelmän tasolla että alueellisesti.

Luvussa 2 esitellään tuulivoimatuotannon tilaa maailmalla sekä Suomessa. Suomen kohdalla on esitetty nykyisten voimaloiden lisäksi myös maakuntaselvityksiin perustuvaa tuulivoimapotentiaalia. Luvussa 3 esitetään tähän työhön liittyviä perusasioita sähköverkosta ja sen suunnittelusta. Luvussa 4 pohditaan tuulivoimatuotannon vaikutuksia sähkövoimajärjestelmän toimintaan ja esitetään esimerkki merituulipuiston sähkönsiirtojärjestelmien toteutuksesta. Luku 5 käsittelee tuulivoimatuotannon investointikustannuksia yleisesti sekä kyseisten kustannusten jakamista eri osapuolien kesken. Tässä työssä on pääasiallisena tutkimusmenetelmänä käytetty tietokonesimulaatiota. Käytetyt simulointityökalut esitetään luvussa 6. Luvussa 7 tutkitaan tuulipuistojen liittämistä Suomen kantaverkkoon. Lähtökohtana luvun 7 liityntätarkasteluille toimii Teemu Kontkasen diplomityössään esittämät tuulivoimaskenaariot. Liityntätarkastelut toteutetaan tekemällä tehonjakotarkasteluja. Luvussa 8 esitetään tuulipuistojen liityntätarkastelujen tueksi alueellinen tarkastelu sekä tehonjaolla että dynamiikkalaskennalla. Alueellisissa tehonjakotarkasteluissa haetaan erilaisia tehonjakotilanteita ja tarkastellaan tuulivoimatuotannon vaikutusta alueen tehotaseeseen sekä toisaalta jännitekuopan leviämiseen verkon vikatilanteessa. Luku 9 käsittelee tehtyjä tarkasteluja tuulivoimatuotannon vaikutuksista järjestelmän taajuuden säätövoimaan. Luvussa 10 pohditaan saatuja tuloksia sekä jatkotutkimuksissa huomioon otettavia asioita.

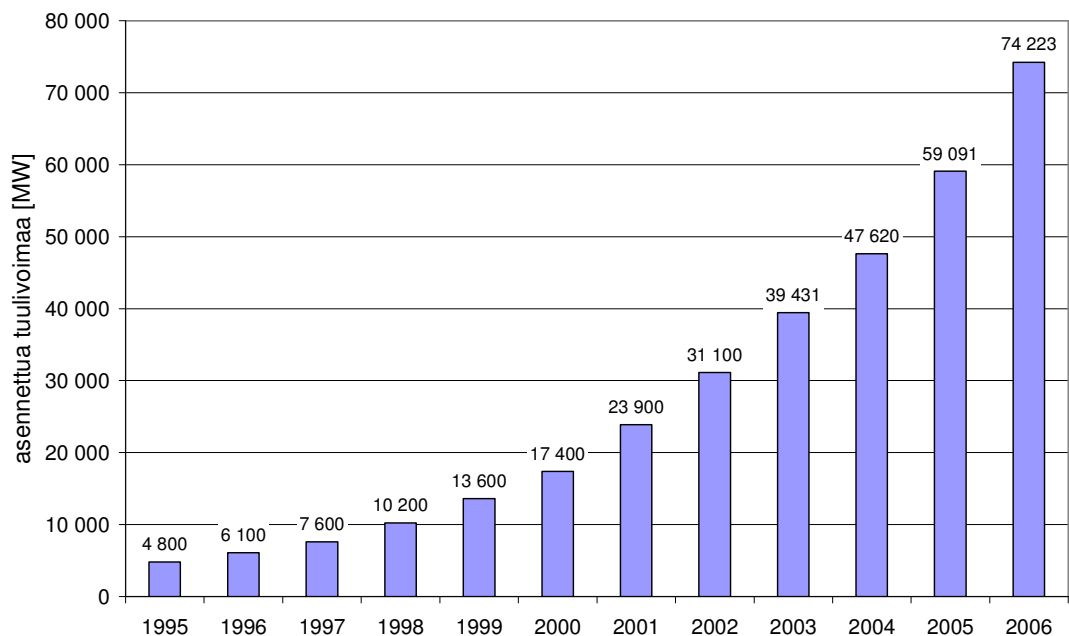
## 2 Tuulivoima

Seuraavassa esitellään tuulivoimatuotannon tilaa toisaalta maailmanlaajuisesti ja toisaalta Suomen näkökulmasta katsottuna.

### 2.1 Tuulivoima maailmalla

Tuulivoimaa asennetaan voimakkaasti maailmalla, erityisesti Euroopassa ja Yhdysvalloissa. Vuonna 2006 Saksassa asennettiin 2 233 MW ja Espanjassa 1587 MW uutta tuulivoimakapasiteettia (EWEA 2007). Eniten uutta kapasiteettia asennettiin kuitenkin Yhdysvaltoihin, jonka tuulivoimakapasiteetin lisäys oli 2 454 MW. Myös Intiaan asennettiin merkittävä määrä uutta tuulivoimakapasiteettia eli 1840 MW, jolla Intia sijoittui kolmanneksi Yhdysvaltojen ja Saksan jälkeen vuoden 2006 tuulivoima-asennuksilla mitattuna. (GWEC 2007.)

Kuvassa 2.1 on esitetty maailman tuulivoimakapasiteetin kehittyminen vuosina 1995-2006.



Kuva 2.1 Maailman tuulivoimakapasiteetin kehittyminen vuosina 1995-2006 (GWEC 2007)

Taulukossa 2.1 on puolestaan esitetty maailman tuulivoimakapasiteetin jakautuminen vuoden 2006 lopussa eri maiden kesken.

Taulukko 2.1 Tuulivoimakapasiteetin jakautuminen eri maiden kesken vuoden 2006 lopussa (GWEC 2007)

	MW	%
Saksa	20622	27.8
Espanja	11615	15.6
Yhdysvallat	11603	15.6
Intia	6270	8.4
Tanska	3136	4.2
Kiina	2604	3.5
Italia	2123	2.9
Iso-Britannia	1963	2.6
Portugali	1716	2.3
Ranska	1567	2.1
Muu maailma	11005	14.8
Yhteensä	74223	100

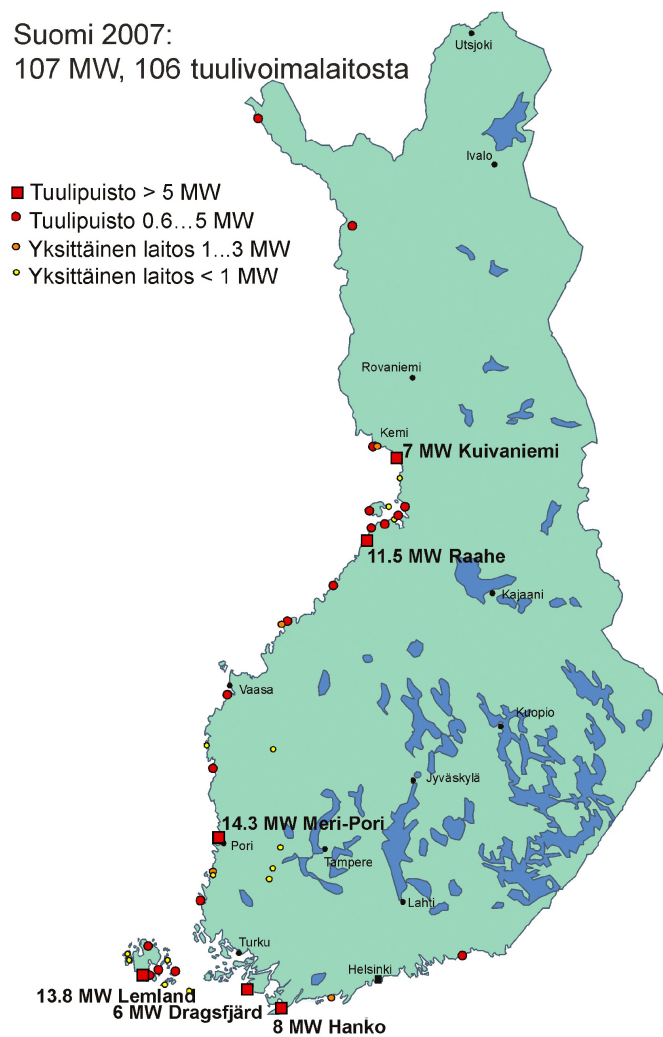
Taulukosta 2.1 nähdään, että selvästi merkittävin tuulivoiman tuottaja on Saksa yli 20 000 MW:n tuulivoimakapasiteetilla.

## 2.2 Tuulivoima Suomessa

### 2.2.1 Tuulivoiman nykytilanne ja kehitys

Suomeen rakennettiin kesän 2007 aikana yli 20 MW uutta tuulivoimakapasiteettia, jolloin syyskuussa 2007 Suomen kokonaistuulivoimakapasiteetti oli 107 MW. Syksyllä 2007 Kemiin alettiin rakentaa viidestä 3 MW:n voimalasta koostuvaa tuulipuistoa sekä suunnittelemaan Oulunsaloon kahta 3 MW:n tuulivoimalaa. Nämä voimalaitokset on tarkoitus ottaa käyttöön ennen vuodenvaihdetta, jolloin Suomen tuulivoimakapasiteetiksi tulisi yli 120 MW. (VTT 2007.)

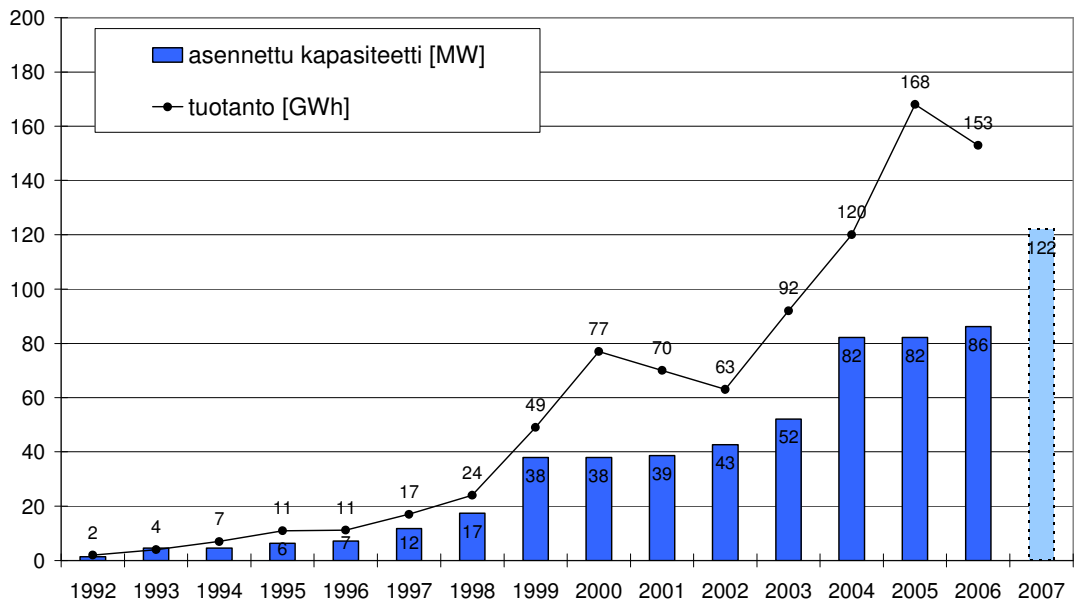
Kuvassa 2.2 on esitetty Suomen tuulivoimalat syyskuussa 2007.



Kuva 2.2 Tuulivoimalaitokset Suomessa syyskuussa 2007 (VTT 2007)

Kuvasta 2.2 nähdään, että suurin osa Suomen tuulivoimasta on sijoitettu länsirannikolle, missä suurin tuulivoimapotentialiaali sijaitsee. Suomen tuulivoimapotentialiaalia käsitellään enemmän kappaleessa 2.2.2.

Kuvassa 2.3 on esitetty Suomen tuulivoimakapasiteetin sekä vuotuisen tuulivoimatuotannon kehitys vuodesta 1992 vuoteen 2006 sekä arvioitu tilanne vuoden 2007 lopussa.



Kuva 2.3 Asennetun tuulivoimakapasiteetin ja tuotannon kehitys Suomessa vuosina 1992-2006 (Holtinen 2007) sekä arvioitu tilanne vuoden 2007 lopussa (VTT 2007)

Vertaamalla kuvia 2.3 ja 2.1 nähdään, että Suomen tuulivoimakapasiteetti on kasvanut likimain samassa suhteessa vuodesta 1995 vuoteen 2006 kuin koko maailman tuulivoimakapasiteetti. Toki absoluuttisella tasolla Suomen kohdalla puhutaan aivan eri luokan tuulivoimamääristä verrattuna suuriin tuulivoimamaihin, mutta joka tapauksessa on havaittavissa, että tuulivoima on kasvussa myös Suomessa.

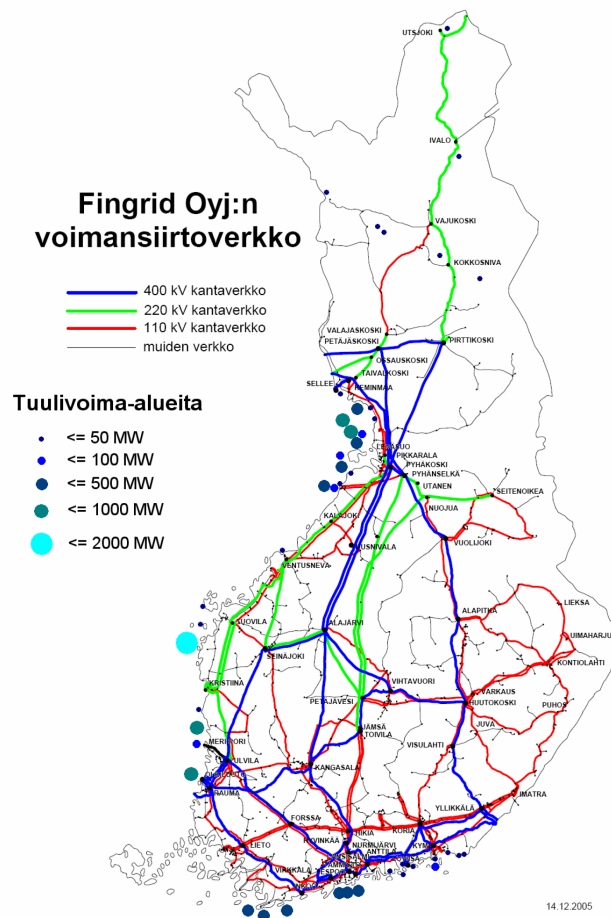
### 2.2.2 Tuulivoimapotentialiaali

Maakuntaliitot ovat velvoitettu osoittamaan tuulivoimalle soveltuvat alueet maakuntakaavoissaan (Kontkanen 2006). Teemu Kontkanen on diplomityössään esittänyt maakuntien tuulivoimaselvityksistä lasketun teknistaloudellisesti toteuttamiskelpoisen tuulivoimapotentialin Manner-Suomessa. Taulukossa 2.2 on esitetty Suomen tuulivoimapotentialin jakautuminen alueittain.

Taulukko 2.2 Suomen tuulivoimapotentialin jakautuminen alueittain (Kontkanen 2006)

	tuulivoimapotentiali [MW]
Tunturilappi	115
Merilappi	530
Pohjois-Pohjanmaa	3275
Keski-Pohjanmaa	15
Pohjanmaa	1615
Satakunta	1201
Varsinais-Suomi	0
Uusimaa	2035
Itä-Uusimaa	70
Kymi	90
Yhteensä	8946

Taulukosta 2.2 nähdään, että Manner-Suomen kokonaispotentialiksi saatiin 8946 MW. Kuvassa 2.4 on esitetty Manner-Suomen tuulivoimapotentiali sekä Suomen kantaverkko.



Kuva 2.4 Manner-Suomen tuulivoimapotentiali maakuntaselvitysten mukaan (Kontkanen 2006) ja Suomen kantaverkko (Fingrid 2005)

## 3 Sähköverkko ja verkostosuunnittelu

### 3.1 Sähköverkon suunnittelu ja mitoituskriteerit

Sähköverkon suunnittelun tarkoitus on varmistaa verkon riittävyys ja luotettavuus. Verkon luotettavuus tarkoittaa sitä, että tavanomaisimmat verkkoviat eivät saa aiheuttaa keskeytystä sähköntoimituksessa (Elovaara et al. 1988). Verkon suunnittelulla selvitetään siis tarvittavat verkkovahvistukset ja lisäinvestoinnit. Tekemällä verkon suunnittelu huolella varmistutaan, että sähkönsiirto ja jakelu on taloudellista (Elovaara et al. 1988). Nimenomaan taloudellisuus on syytä pitää mielessä verkon suunnittelussa. Turhia investointeja verkkoon tulee välttää, sillä verkkoinvestoinnit ovat yleisesti kalliita.

Sähköverkon suunnittelua tehdään pääasiassa laskennallisilla menetelmillä. Laskelmia varten tarvitaan tiedot verkon komponenteista, kuten kuormista, johdoista, muuntajista, generaattoreista sekä mahdollisesti muista komponenteista. (Elovaara et al. 1988.)

Nordelin alueella on käytössä yhteiset säännöt verkon luotettavuudelle, eli mitoitusäännöt. Näiden sääntöjen mukaan suunnitellaan kaikki verkkoinvestoinnit Nordelin alueella. Mitoituskriteerien mukaan verkon on kestävä minkä tahansa yksittäisen verkon komponentin vikaantuminen. Sähkönsiirto ei saa keskeytyä tai sähkönsiirto laatu huomattavasti heiketä yksittäisen verkon komponentin vikaantumisesta. Yksittäisiä vikoja ovat johtovikojen lisäksi esimerkiksi suurimman tuotantoyksikön laukeaminen verkosta ja kolmivaiheinen kiskovika asemalla. (Elovaara et al. 1988.) Yksittäisen komponentin vikaantumisesta puhuttaessa käytetään usein termiä (n-1)-vika ja vastaavasti mitoituskriteeristä puhuttaessa termiä (n-1)-kriteeri.

### 3.2 Sähköverkon taajuuden ja jännitteen säätö

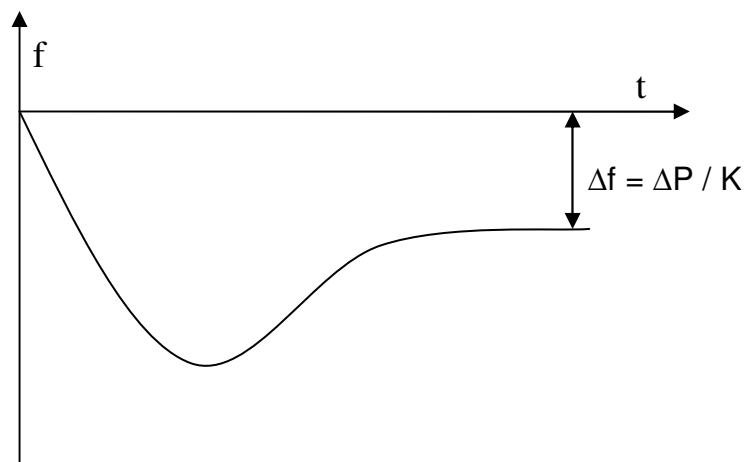
#### 3.2.1 Taajuuden säätö ja pätötehotasapaino

Generaattorin tehtävä on muuttaa mekaaninen akseliteho pätötehoksi. Generaattori on pätötehon suhteen tasapainossa, kun mekaaninen akseliteho ja sähköverkkoon siirtyvä



teho ovat yhtä suuret. Tällöin generaattori pyörii tasaisella nopeudella ja verkon taajuus pysyy vakiona. Vaihtelut verkon pätötehotasapainossa näkyvät etenkin verkon taajuudessa. (Mörsky 1994.) Esimerkiksi suuren tuotantoyksikön putoaminen verkosta näkyy verkon taajuuden pienenemisenä.

Taajuuden säätö hoidetaan siten, että generaattorien tuotantoa muutetaan automaattisesti verkon taajuuden muuttuessa (Elovaara et al. 1988). Kuvassa 3.1 on esitetty periaatteellinen kuvaus verkon taajuudesta tuotanto- tai kuormitusmuutoksen jälkeen.



Kuva 3.1 Verkon taajuus kuormituksen lisäyksen tai tuotannon vähenemisen jälkeen  
(Mörsky 1994)

Kuvasta 3.1 havaitaan, että kuormituksen lisäyksen tai tuotannon vähenemisen jälkeen taajuus alenee. Taajuuden aleneminen hidastuu verkon luonnollisesta säätövoimasta sekä turbiinisäätäjien toiminnasta johtuen. Säätäjät nostavat verkon taajuutta generaattorien pätötehon tuotantoa nostamalla. Taajuuteen jää kuitenkin pysyvä poikkeama  $\Delta f$ . Pätötehon muutoksen  $\Delta P$  ja pysyvän taajuuspoikkeaman suhdetta nimitetään säätövoimaksi  $K$ , eli

$$K = \frac{\Delta P}{\Delta f}. \quad (3.1)$$

Nordel verkossa säätövoiman täytyy olla joka hetki vähintään 6000 MW/Hz (Nordic Grid Code 2007).

### 3.2.2 Jännitteensäätö ja loistehotasapaino

Loistehoa tuottavat pyörivien koneiden ohella myös passiiviset komponentit, kuten kondensaattorit. Voimajohdot puolestaan voivat joko tuottaa tai kuluttaa loistehoa riippuen johdon läpi siirrettävästä pätötehosta. Muutokset verkon jännitteissä näkyvät erityisesti verkon loistehotasapainossa ja päinvastoin. Esimerkiksi maasulun aikana vikapaikan jännite romahtaa ja vikapaikkaan pyrkii virtaamaan loistehoa.

Jännitettä säädetään pääasiassa rinnakkaiskompensoimalla loistehoa reaktoreilla ja kondensaattoreilla sekä säätämällä muuntajien käämikytkimiä. Generaattorien loistehoreservit pyritään säästämään häiriötilanteisiin. Etenkin suurten suoraan 400 kV verkkoon kytkettyjen generaattorien ohjejännitteet on valittu siten, että loistehoa ei siirry verkosta tai verkkoon. (Mörsky 1994.)

400 kV verkossa jännitettä säädetään kolmikäämimuuntajien tertiääriin kytketyillä reaktoreilla. 400 kV johdot tuottavat alhaisella kuormituksella verkkoon loistehoa, jota kulutetaan reaktoreissa. 100 km 400 kV johtoa tuottaa noin 60 Mvar varausloistehoa. (Mörsky 1994.) Normaalitilanteessa jännite on 400 kV verkossa välillä 405 kV ... 415 kV.

110 kV verkossa jännitettä säädetään 400/110 kV ja 220/110 kV muuntajien käämikytkimillä. Käämikytkimellä voidaan muuntajan kierroslukua säätää muuntajan ollessa kuormitettu. (Mörsky 1994.)

Normaalikäytössä jännitteensäätö on asetettu toimimaan 30 sekunnissa tai hitaammin (Mörsky 1994). Tässä työssä verkon jännitteensäätöön vaikuttavia ilmiöitä tarkastellaan maksimissaan muutaman kymmenen sekunnin aikajaksoissa, joten jännitteensäätölaitteiden dynaamista toimintaa ei tarvitse huomioida.

## 4 Tuulivoima sähköverkossa

Tuulivoimatuotanto poikkeaa jossain määrin perinteisestä tuotannosta (lämpö- ja vesivoima). Tuulivoimatuotannolle on ominaista epävarmuus tulevasta tuotantomäärästä. Tämä tarkoittaa, että riittävän tuotantotehon ja -energian takaamiseksi on järjestelmässä oltava varakapasiteettia. Lisäksi tuulivoiman kohdalla tuotantoteho saattaa muuttua suuresti lyhyelläkin aikavälillä, jolloin järjestelmässä on oltava tehonsäätökapasiteettia tuulivoimatuotannon tehovaihteluiden hallintaan. Tuulivoiman verkkovaikutuksia tarkasteltaessa on syytä ottaa huomioon myös se, että tuulivoimalaitokset täytyy asentaa sinne, missä tuulisuusolosuhteet mahdollistavat tuulivoiman taloudellisesti kannattavan rakentamisen ja, toisaalta sinne, missä ympäristötekijät sallivat tuulivoimaloiden asentamisen. Ymmärrettävästi tällaiset kohteet sijaitsevat usein kaukana kulutuspisteistä, joten ne eivät ole sähkönsiirtohäviöiden kannalta parhaita kohteita suurimääräiselle tuotannolle. Lisäksi voidaan joutua tekemään mittaviakin verkkovahvistuksia riippuen asennetun tuulivoiman määrästä. Eri mailla on erilaisia käytäntöjä siitä, miten tuulivoiman verkkoliitännästä sekä mahdollisista verkkovahvistuksista johtuvat kustannukset jaetaan tuulituottajan ja toisaalta kantaverkosta vastaavan tahon kesken, mitkä osaltaan saattavat vaikuttaa tuulivoimatuotannon sijoituskohteen valintaan. Lisäksi riippuen käytetystä tuulivoimakonseptista tuulivoimatuotannon dynaaminen käyttäytyminen verkon vikatilanteessa saattaa poiketa merkittävästi perinteisen tuotannon käyttäytymisestä vastaavassa tilanteessa. Myös tämä on syytä ottaa huomioon tuulivoimatuotannon kasvattaessa osuuttaan järjestelmän tuotantotehosta. Nordel on pyrkinyt huomioimaan kasvavan tuulivoimatuotannon verkkovaikutuksia asettamalla tuulivoimatuotannolle omat verkkoon liittymisehdot.

### 4.1 Tuulivoiman vaikutuksia voimajärjestelmään

#### 4.1.1 Tuotantoenergian ja -tehon vaihtelu ja riittävyys

Pohjoismaisessa voimajärjestelmässä tuotantorakenne on vesivoimapainotteinen. Tästä johtuen vuotuinen vesivoimatuotannon vaihtelu voi olla jopa 20 % kokonaistuotannosta

riippuen vuosittaisista sademääristä. Etenkin jos vuosi on kuiva, on Pohjoismainen sähköjärjestelmä energiarajoitteinen. Tällaisessa tilanteessa on oleellista, että myös tuulivoiman tuotantoenergia tiedetään. Tuulivoimatuotannon osuuden kasvaessa, lisääntyvät myös tuulisuuden vaihtelusta syntyvät tuotantoenergian vaihtelut. Tämä vaikeuttaa koko voimajärjestelmän energiataseen ennustamista. Energiarajoitteisen voimajärjestelmän kannalta hankalin tilanne on sekä kuiva että vähätuulinen vuosi. Vuosittaisen tuulisuuden on kuitenkin havaittu vaihtelevan vähemmän kuin vuosittaisen sademäärän. (Matilainen 2007.)

Säärintaman ylittäessä tuulivoimatuotantoalueen saattavat voimakkaat tuulenpuuskat aiheuttaa suuria tuotantotehon muutoksia. Tuulen nopeuden ylittäessä tietyn arvon pysähtyy tuulivoimala laiterikon välttämiseksi. Tällaisessa tilanteessa tuotantoteho alenee nopeasti. Asettamalla tuulipuiston voimalat pysähtymään hieman eri tuulen nopeuksilla saadaan puiston tuotanto alenemaan portaittaisesti, jolloin voimajärjestelmän kokema tuotantotehon aleneminen ei ole yhtä nopea kuin, jos kaikki voimalat pysähtyisivät yhtä aikaa. Kuitenkin tuulivoiman tuotantotehon vaihtelua varten on järjestelmässä oltava riittävästi ns. pyörivää reserviä.

Tässä työssä ei tarkastella edellä esitettyjä tuulivoimatuotannon tuotantoenergian ja –tehon vaihteluiden seurauksia. Seuraavassa esitetään tässä työssä tarkastelun kohteena olevat tuulivoimatuotannon järjestelmävaikutukset.

#### 4.1.2 Tuulivoiman aiheuttama siirtotehojen kasvu

Kuten todettiin riittävän tuuliset ja ympäristöolosuhteiltaan suotuisat alueet sijaitsevat usein kaukana kulutuskohteista, jolloin tällaisiin kohteisiin asennettava suurimuotoinen tuulivoimatuotanto lisää väistämättä siirtoja sähköverkossa. Sen sijaan, jos tuulivoima asennetaan pienimuotoisesti ja hajautetusti saattavat siirtotehot jopa pienentyä. Tässä työssä tarkastellaan nimenomaan suuren tuulivoimatuotannon järjestelmävaikutuksia, jolloin siirtotehojen kasvu ja niistä aiheutuvat verkon vahvistustarpeet ovat tarkastelun kohteena.

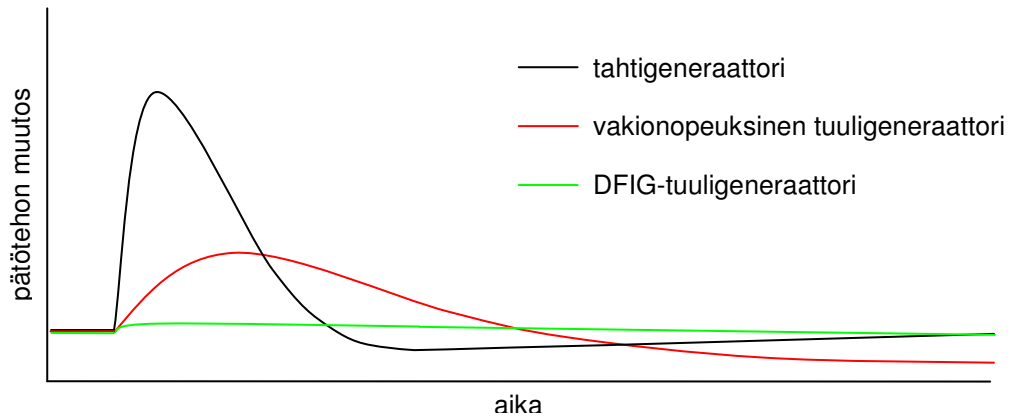
#### 4.1.3 Vaikutukset taajuuden säätövoimaan

Tuulivoimatuotannon kasvattaessa osuuttaan järjestelmän kokonaistuotantotehosta tulee esiin kysymys pyörivien massojen sekä taajuuden säätövoiman riittävydestä. Kuten kappaleessa 3.2.3 todettiin, suuren tuotanto- tai kuormitusmuutoksen jälkeen voimajärjestelmän taajuus muuttuu. Taajuuden muutosnopeuteen vaikuttaa tuotanto- tai kuormitusmuutoksen suuruuden ohella järjestelmässä olevien pyörivien koneiden inertia. Perinteisten tuotantomuotojen (lämpövoima, vesivoima) kohdalla hitausvakio on 1,2 MWs/MVA:sta jopa 7 MWs/MVA:han riippuen turbiinin ominaisuuksista. (Pourbeik et al. 2007.)

Perinteisten voimalaitosten tahtigeneraattorien kohdalla turbiinisäätäjät huolehtivat sähkötehon ja mekaanisen tehon tasapainosta. Jokainen järjestelmässä oleva perinteinen tahtigeneraattori lisää järjestelmän kokonaisinertiaa. Näin ei ole kuitenkaan välttämättä tuulivoimageneraattorien kohdalla. Riippuen tuulivoimalassa käytetystä generaattorikonseptista, voi tuulivoimala lisätä järjestelmän kokonaisinertiaa vähän tai ei ollenkaan. Vakionopeuksiset suoraan verkkoon kytkettyyn häkkikäänitettyyn epätahtigeneraattoriin perustuvat tuulivoimalat lisäävät vähän järjestelmän kokonaisinertiaa, mutta kaksoissyötettyyn epätahtigeneraattoriin sekä täysohjattuun tahtigeneraattoriin perustuvat tuulivoimalat eivät juuri vaikuta järjestelmän luontaiseen taajuuden säätövoimaan. (Pourbeik et al. 2007.)

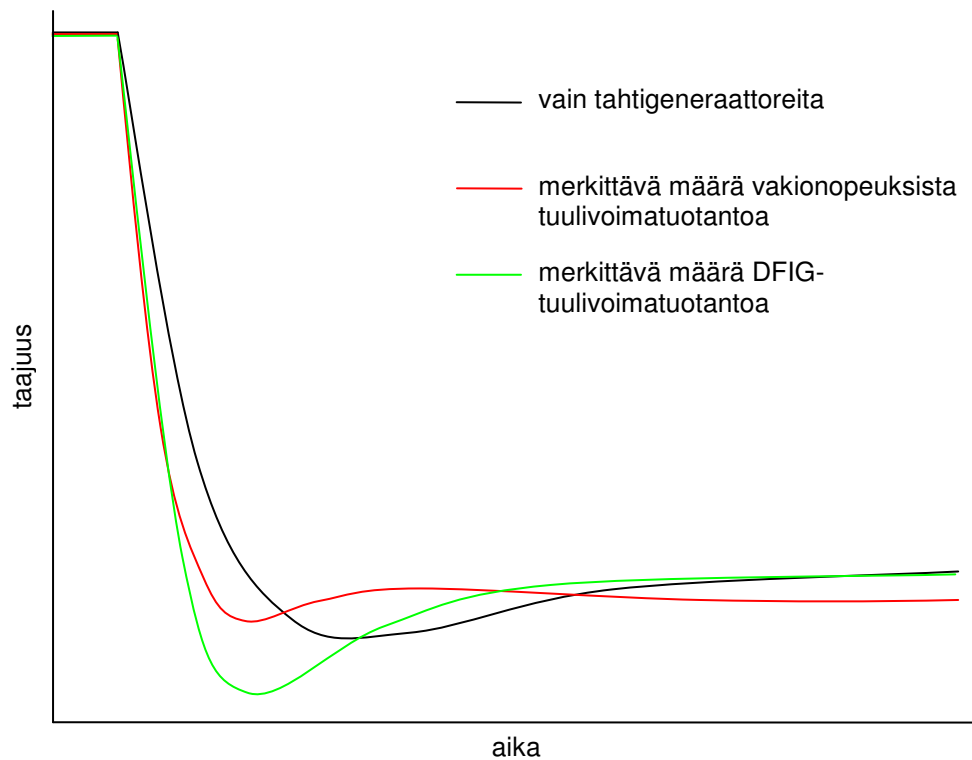
Perinteisten tahtigeneraattorien kohdalla yhden tuotantoyksikön irtoaminen näkyy muiden generaattoreiden sähkötehon kasvamisena. Ensimmäisessä vaiheessa lisääntynyt sähkötehon tarve otetaan tahtigeneraattorin kohdalla turbiinigeneraattorin pyörimisenergiasta, jolloin pyörimisnopeus hidastuu ja järjestelmän taajuus alenee. Hetken kuluttua turbiinisäätäjät reagoivat taajuuden alenemiseen ja lisäävät akselille tuotua mekaanista tehoa tasapainon palauttamiseksi. Sen sijaan osittain tai kokonaan taajuusmuuttajan välityksellä verkkoon kytkettyjen tuuligeneraattorien kohdalla verkkoon syötetyn sähkötehon ohjaus on suunniteltu seuraamaan tiukasti tuulivoimalan mekaanista tehoa, jolloin edellä esitetystä tilanteesta tuulivoimalan sähköteho pysyy vakiona eikä samanlaista vastetta taajuuden alenemiseen kuten perinteisten tahtigeneraattorien kohdalla esiinny. (Pourbeik et al. 2007.)

Kuvassa 4.1 on esitetty eri tekniikoilla toteutettujen tuuligeneraattorien sekä tahtigeneraattorin simuloituja vasteita järjestelmän kokonaistuotantotehon vähenemiseen, mitkä vastaavat hyvin edellä esitettyä kuvausta niiden käytöksestä.



Kuva 4.1 Eri generaattorityyppien simuloituja vasteita järjestelmän kokonaistuotantotehon vähenemiseen (Lalor et al. 2005)

Kuvassa 4.2 on puolestaan esitetty eri tekniikoilla toteutetun merkittävän tuulivoimatuotannon simuloituja vaikutuksia järjestelmän taajuuteen kokonaistuotantotehon vähenemisen yhteydessä.



Kuva 4.2 Eri tekniikoilla toteutetun merkittävän tuulivoimatuotannon simuloituja vaikutuksia järjestelmän taajuuteen kokonaistuotantotehon vähenemisen yhteydessä (Lalor et al. 2005)

Kuvasta 4.2 nähdään, että jos voimajärjestelmän tuotannosta on merkittävä määrä DFIG-tekniikalla toteutettua tuulivoimatuotantoa, on järjestelmän taajuusvaste herkempi verrattuna tilanteeseen, jossa järjestelmässä ei ole tuulivoimaa. Toisin sanoen DFIG-tuotannon osuuden kasvaminen heikentää järjestelmän luontaista taajuuden säätövoimaa.

Tulevaisuudessa tuuligeneraattorin ohjaus voitaisiin suunnitella siten, että tuulivoimala vastaisi verkossa tapahtuviin tehon muutoksiin omalla sähkötehollaan. Tällöin tuuligeneraattorit saataisiin jäljittelemään tahtigeneraattorien käytöstä tässä mielessä. (Morren et al. 2006.)

## 4.2 Nordelin liittymisehdot tuulivoimalle

Nordelin liittymisehdot tuulivoimalle (Nordel Connection Code Wind Turbines) on osa Nordelin sääntökoelmaa (Nordic Grid Code). Nordelin sääntökoelmassa annetaan yhteiset ohjeet järjestelmäoperaattoreille. Nordelin liittymisehdoissa kerrotaan tekniset vähimmäisvaatimukset, jotka tuulivoimalan on täytettävä liittymispisteessä riittävän turvallisuuden ja luotettavuuden takaamiseksi Pohjoismaisessa yhteiskäyttöverkossa. Liittymisehdot täytetään siis liittymispisteessä, jonka määrittää järjestelmäoperaattori. (Nordic Grid Code 2007.)

### 4.2.1 Pätötehon säätö

Nordelin tuulivoimalle tarkoitetuissa liittymisehdoissa määritetään, että tuulipuiston pättötehon täytyy olla säädettävissä. Puiston pättöteholle on lisäksi oltava määritettävissä  $\pm 5$  % tarkkuudella yläraja, joka voi olla 20 % ... 100 % puiston nimellisestä tehosta. Pätötehon yläraja mitataan 10 minuutin aikakeskiarvona, ja rajaa on pystyttävä muuttamaan kauko-ohjatusti. Tuulivoimalan pättötehon muutosnopeutta on myös pystyttävä rajoittamaan. Tuulen nopeuden kasvamisesta tai pättötehon ylärajan kasvattamisesta aiheutuvaa pättötehon kasvua on pystyttävä rajoittamaan 10 %:iin nimellistehosta minuutissa. Pätötehon alenemiselle ei ole vaatimusta, jos se johtuu tuulen nopeuden alenemisesta, mutta säätötoimenpiteiden aiheuttama pättötehon aleneminen on pystyttävä rajoittamaan 10 %:iin nimellistehosta minuutissa. Tuulivoimalan on myös pystyttävä nopeaan pättötehon alassäätöön eli pättötehon säätämiseen 100 %:sta 20 %:iin alle viidessä sekunnissa. Tuulivoimalan irrottaminen verkosta ei täytä tätä vaatimusta, sillä voimalan pättötehoa on pystyttävä säätämään takaisin ylös nopean alassäädön jälkeen. Lisäksi tuulivoimalan täytyy pystyä osallistumaan automaattisesti verkon taajuuden säätämiseen. (Nordic Grid Code 2007.)

### 4.2.2 Loistehokapasiteetti

Tuulipuistolla on oltava niin paljon loistehokapasiteettia, että se riittää normaaleissa käyttöolosuhteissa puiston omiin tarpeisiin. Tämä tarkoittaa siis sitä, että tuulipuiston liittymispisteestä katsottuna loistehoa ei siirry verkkoon eikä verkosta kun jännite ja taajuus ovat normaalirajoissa. (Nordic Grid Code 2007.)

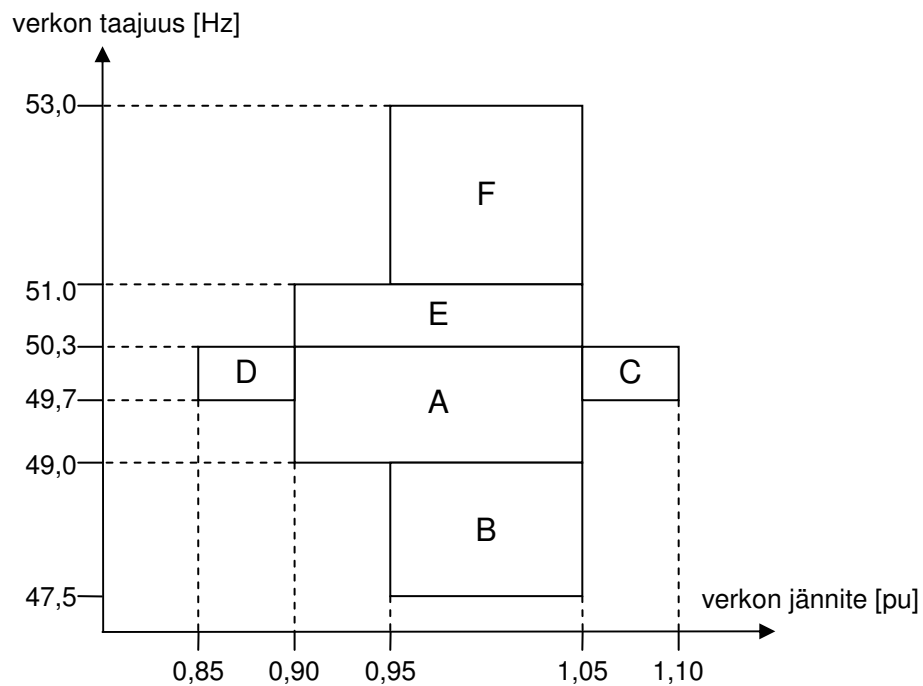


#### 4.2.3 Loistehon säätö

Tuulipuiston loistehoa on pystyttävä säätämään automaattisesti toisella seuraavista tavoista: pitämällä loistehon siirto verkkoon tai verkosta tiettyjen järjestelmäoperaattorin määrittämien rajojen sisäpuolella eli vakiloistehosäätönä tai säätämällä loistehon tuotannon avulla liittymispisteen jännitettä eli vakiojännitesäätönä. Jokainen järjestelmäoperaattori määrittää tarkemmat ohjeet loistehon säädölle. (Nordic Grid Code 2007.)

#### 4.2.4 Jännite- ja taajuusalueen mitoitus

Toiminta-alue, jossa tuulipuiston pystyttävä toimimaan, on esitetty kuvassa 4.3. Järjestelmäoperaattori määrittää jännitteiden suhteellisarvoille perusarvon.



Kuva 4.3 Jännite- ja taajuusalue, jossa tuulipuiston täytyy kyetä toimimaan (Nordic Grid Code 2007)

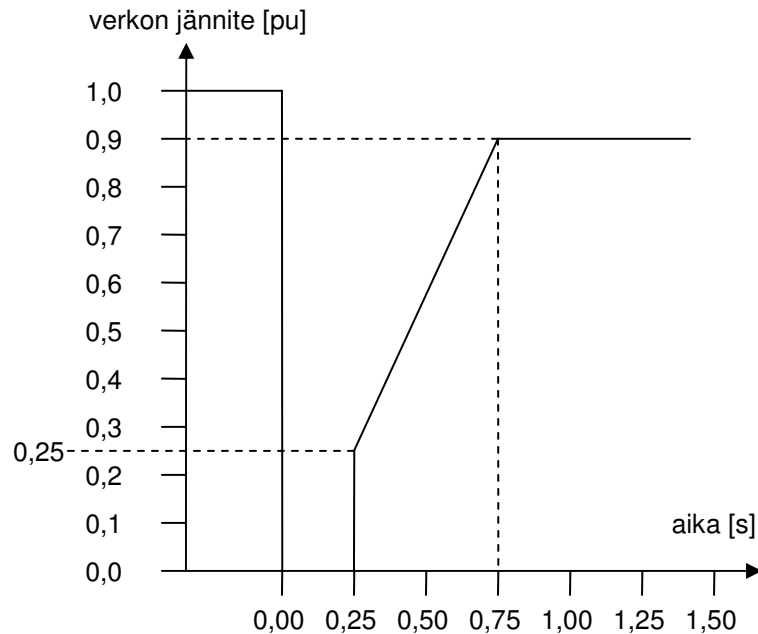
Kuvan 4.3 jännite- ja taajuusalueissa pätee seuraavat vaatimukset (Nordic Grid Code 2007):

- A. Normaali jatkuva toiminta vaaditaan tällä alueella. Jännitteen ja taajuuden vaihtelu tällä alueella ei saa vaikuttaa pätö- tai loistehon tuotantoon.
- B. Vähintään 30 minuutin keskeytymätön toiminta tällä alueella täytyy olla mahdollista. Pätötehon tuotanto saa pudota lineaarisesti 15 %:a lähtötasosta, kun taajuus laskee 49,0 Hz:stä 47,5 Hz:in.
- C. Vähintään 60 minuutin keskeytymätön toiminta täytyy olla mahdollista tällä alueella. Pätötehon tuotanto saa laskea 10 %:a.
- D. Tällä alueella on samat vaatimukset kuin alueella C.
- E. Vähintään 30 minuutin keskeytymätön toiminta vaaditaan tällä alueella. Pätötehon tuotanto saa laskea vähän.
- F. Vähintään 3 minuutin keskeytymätön toiminta täytyy olla mahdollista. Pätötehon tuotannon laskemiselle ei ole rajoitusta, mutta voimaloiden täytyy pysyä verkossa.

#### 4.2.5 Toiminnalliset ominaisuudet verkon häiriötilanteissa

Nordelin tuulivoimalle antamissa liittymisehdoissa sanotaan, että tuulipuiston täytyy kyetä toimimaan siirtoverkon häiriötilanteissa sekä niiden jälkeen. Tuulipuiston ja -voimaloiden täytyy pysyä verkossa ja kyetä jatkamaan toimintaa mitoittavien vikojen aikana ja niiden jälkeen Pohjoismaisessa siirtoverkossa. Jokaisen alueen järjestelmävastaava määrittää mitkä verkon osat kuuluvat Pohjoismaiseen siirtoverkkoon. Siirtoverkko määritellään yleensä jännitetason mukaan. (Nordic Grid Code 2007.) Suomessa siirtoverkkoon kuuluvat kaikki yli 110 kV johdot sekä silmukoitu osa 110 kV verkosta.

Tuulipuisto saa irrota verkosta, jos liittymispisteen jännite laskee alle kuvassa 4.4 esitettyjen tasojen.



Kuva 4.4 Jännitekuoppa, joka tuulipuiston on kestettävä irtoamatta verkosta. Jännite on 1 p.u. ennen vikaa. (Nordic Grid Code 2007.)

Kuvasta 4.4 nähdään, että tuulipuiston täytyy pysyä verkossa, jos liittymispiste on enintään 250 ms kokonaan jännitteetön. Vaikka liittymispiste on jännitteetön, ei jännite generaattorin navoissa ole nolla johtuen muuntajien ja verkon impedansseista. Jännitteen nousuaika jännitteen jälkeen riippuu verkon paikallisista olosuhteista kuten oikosulkukestoisuudesta ja järjestelmävastaavat voivat määrittää sen tarkemmin. (Nordic Grid Code 2007.)

#### 4.2.6 Käynnistyminen ja pysähtyminen

Nordelin tuulivoimalle asettamissa liittymisehdoissa suositellaan, että tuulipuisto suunniteltaisiin siten, että kaikki voimalat eivät pysähdy samanaikaisesti kovan tuulen takia. (Nordic Grid Code 2007.)

### 4.3 Tuulivoimalatyypit

Tuulivoimalatyypeistä käsitellään vain tämän työn simuloinneissa käytettyä kaksoissyötettyyn epätahtigeneraattoriin perustuvaa muuttuvanopeuksista tuulivoimalaa. Muista tuulivoimalatyypeistä löytyy runsaasti tietoa alan kirjallisuudesta, esim. (Ackermann et al. 2005).

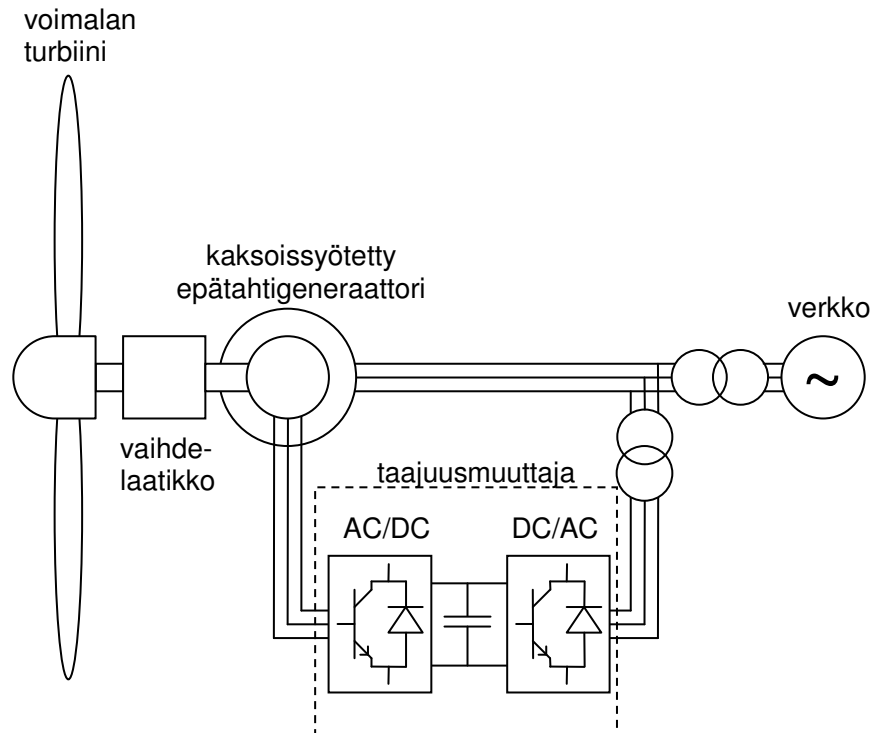
Suurin osa nykyään asennettavista tuulivoimaloista on muuttuvanopeuksisia. Muuttuvanopeuksisella tuulivoimalalla voidaan saavuttaa paras mahdollinen aerodynaaminen hyötysuhde laajalla tuulen nopeusalueella. Muuttuvanopeuksisella tuulivoimalalla voidaan säätää voimalan pyörimisnopeutta tuulen nopeuden mukaan. Voimalan roottorin pyörimisnopeuden ja tuulen nopeuden suhde pidetään ennalta määrättyssä vakioarvossa, jolla saavutetaan paras mahdollinen tehokerroin. Toisin kuin vakionopeuksinen tuulivoimala muuttuvanopeuksinen tuulivoimala pitää generaattorin näkemän vääntömomentin vakiona ja muuttaa generaattorin pyörimisnopeutta tuulen nopeuden mukaan. (Ackermann et al. 2005.)

Muuttuvanopeuksisen tuulivoimalan sähköjärjestelmät ovat monimutkaisempia kuin vakionopeuksisen tuulivoimalan. Muuttuvanopeuksisessa tuulivoimalassa käytetään taajuusmuuttajan välityksellä verkkoon kytkettyä tahti- tai epätahtigeneraattoria. Taajuusmuuttajalla säädetään generaattorin pyörimisnopeutta siten, että generaattorin roottorin pyörimisnopeuden muutokset kumoavat tuulen nopeuden aiheuttamat tehomuutokset. (Ackermann et al. 2005.)

Muuttuvanopeuksinen tuulivoimala siirtää tehokkaammin tuulen energiaa sähköverkkoon ja tuottaa tasaisempaa pätötehoa kuin vakionopeuksinen tuulivoimala. Muuttuvanopeuksiseen tuulivoimalaan kohdistuu myös vähemmän mekaanisia rasituksia. Toisaalta muuttuvanopeuksisen tuulivoimalan kohdalla häviöt ja investointikustannukset ovat suuremmat johtuen tarvittavasta tehoelektroniikasta. (Ackermann et al. 2005.)

#### 4.3.1 Kaksoissyötetty epätahtigeneraattori

Kaksoissyötetty epätahtigeneraattori (DFIG) on eniten käytetty generaattorityyppi nykyisissä tuulivoimaloissa. Kuvassa 4.5 on esitetty periaatteellinen kuvaus kaksoissyötettyyn epätahtigeneraattoriin perustuvasta tuulivoimalasta.



Kuva 4.5 Kaksoissyötettyyn epätahtigeneraattoriin perustuva tuulivoimala (Ackermann et al. 2005, Akhmatov 2003)

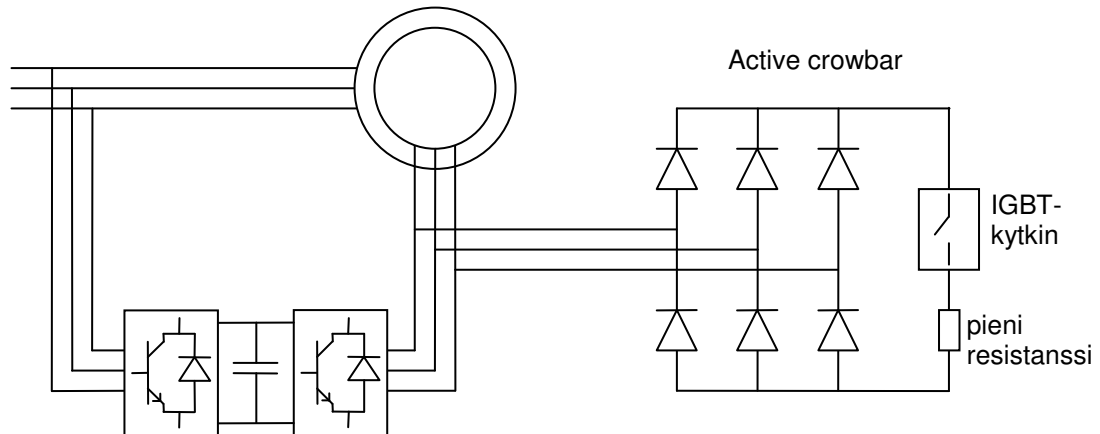
Kaksoissyötetyssä epätahtigeneraattorissa staattorikäämitys on kytketty suoraan verkkoon ja roottorikäämitys on kytketty verkkoon liukurenkaiden ja taajuusmuuttajan välityksellä. Kaksoissyötetty tarkoittaa tässä yhteydessä sitä, että staattorin jännite tulee suoraan verkosta ja roottorin jännite taajuusmuuttajan välityksellä. Tällä järjestelyllä saavutetaan muuttuvanopeuksinen toiminta suurella mutta rajatulla toiminta-alueella. Roottorin mekaanisen taajuuden (eli pyörimisnopeuden) ja toisaalta sähköisen taajuuden erotus tapahtuu säätämällä roottorivirtojen taajuutta taajuusmuuttajan välityksellä. Tahtinopeutta suuremmilla (roottorin) pyörimisnopeuksilla teho virtaa taajuusmuuttajan kautta roottorista verkkoon päin ja tahtinopeutta pienemmillä (roottorin) pyörimisnopeuksilla verkosta roottoriin päin. (Ackermann et al. 2005.)

Kaksoissyötettyä epätahtigeneraattoria käytettäessä voidaan pätö- ja loistehoa säätää erikseen. Loistehon säädettävyyttä sekä toiminta-alueen (pyörimisnopeuden suhteen) kokoa rajoittaa taajuusmuuttajan nimellistehon mitoitus generaattorin nimellistehoon nähden. (Ackermann et al. 2005.)

Ongelma vanhemman mallisissa kaksoissyötettyyn epätahtigeneraattoriin perustuvissa tuulivoimaloissa on se, että ne irtoavat herkästi verkosta verkon vikatilanteessa. Tällaisten voimalaitosten verkosta irrottautuminen tapahtuu millisekunneissa, kun järjestelmän jännite laskee alle 70 %:n nimellisjännitteestä. Verkkovian sattuessa kulkevat staattorin ja roottorin läpi ensivaiheessa suuret vikavirrat. Nämä virrat kulkevat roottorin puoleisen konvertterin läpi. Verkon alhaisen jännitteen takia staattoripuolen konvertteri ei kykene syöttämään tehoa verkkoon päin, jolloin DC-kiskon jännite nousee nopeasti. Tällöin suojusautomaatiikka oikosulkee DC-kiskon laiterikon välttämiseksi ja voimala irtoaa verkosta. (Pourbeik et al. 2007.)

Kappaleessa 4.2 esitettyjen tuulivoiman verkkoon liittymisehtojen mukaan tuulivoimalaitokset täytyy pysyä verkossa, jos jännitekuopan kesto on enintään 250 ms. Verkkoon liittymisehtojen toteuttamiseksi nykyisissä kaksoissyötetyissä epätahtigeneraattoreissa roottorikäänitys oikosuljetaan verkon vikatilanteessa diodisillasta ja täysohjatusta IGBT-kytkimestä muodostetulla piirillä (active crowbar).

Kuvassa 4.6 on esitetty kaksoissyötetty epätahtigeneraattori sekä verkon vikatilanteessa roottorikäämityksen oikosulkeva piiri.



Kuva 4.6 Kaksoissyötetty epätahtigeneraattori, joka on varustettu verkon vikatilanteessa roottorikäämityksen oikosulkevalla piirillä (active crowbar) (Pourbeik et al. 2007)

Piiri oikosulkee generaattorin roottorikäämityksen verkkovian aikana, jolloin generaattori käyttäytyy kuten tavallinen epätahtigeneraattori kuluttaen loistehoa (Pourbeik et al. 2007). Tällöin generaattori ei kykene tukemaan verkon jännitettä vian aikana. Usein kytkimen kanssa sarjaan on asetettu pieni resistanssi, joka rajoittaa syöksyvirtaa roottorikäämityksessä piirin ollessa johtavassa tilassa (Pourbeik et al. 2007).

Kaksoissyötettyyn epätahtigeneraattoriin perustuvan tuulivoimalan dynaamiseen käyttäytymiseen verkon taajuuden muuttuessa vaikuttaa oleellisesti generaattorin ohjaustapa. Tässä työssä oletetaan DFIG-generaattorin toimivan ilman verkon taajuuteen liittyvää erillistä ohjausta, jolloin generaattorin vaikutus verkon luontaiseen taajuuden säätövoimaan on olematon. DFIG-generaattorin vaikutuksia taajuuden säätövoimaan on esitetty tarkemmin kappaleessa 4.1.3.

#### 4.4 Esimerkki merituulipuistosta

Yksi maailman suurimmista ja kuuluisimmista merituulipuistoista on vuonna 2002 avattu Horns Rev (kuva 4.7). Puisto koostuu 80:stä 2 MW:n Vestas V80-tuulivoimalasta, jolloin puiston kokonaistehoksi muodostuu 160 MW (Vattenfall 2007).

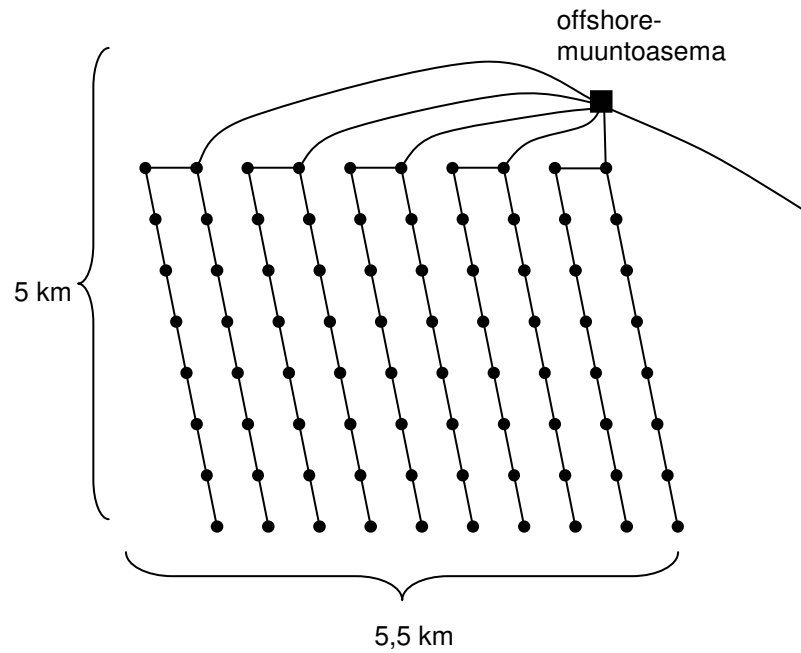


Kuva 4.7 Horns Rev offshore-tuulipuisto (Vattenfall 2007)

Horns Rev'in tuulivoimalat on sijoitettu  $20 \text{ km}^2$ :n alueelle 560 metrin etäisyydelle toisistaan, jotta jokaisesta voimalasta saadaan maksimaalinen teho (Vattenfall 2007).

Kuvassa 4.8 on esitetty Horns Rev'in tuulipuiston sisäinen sähköverkko, joka koostuu 36 kV merikaapeleista (Dong Energy 2007).





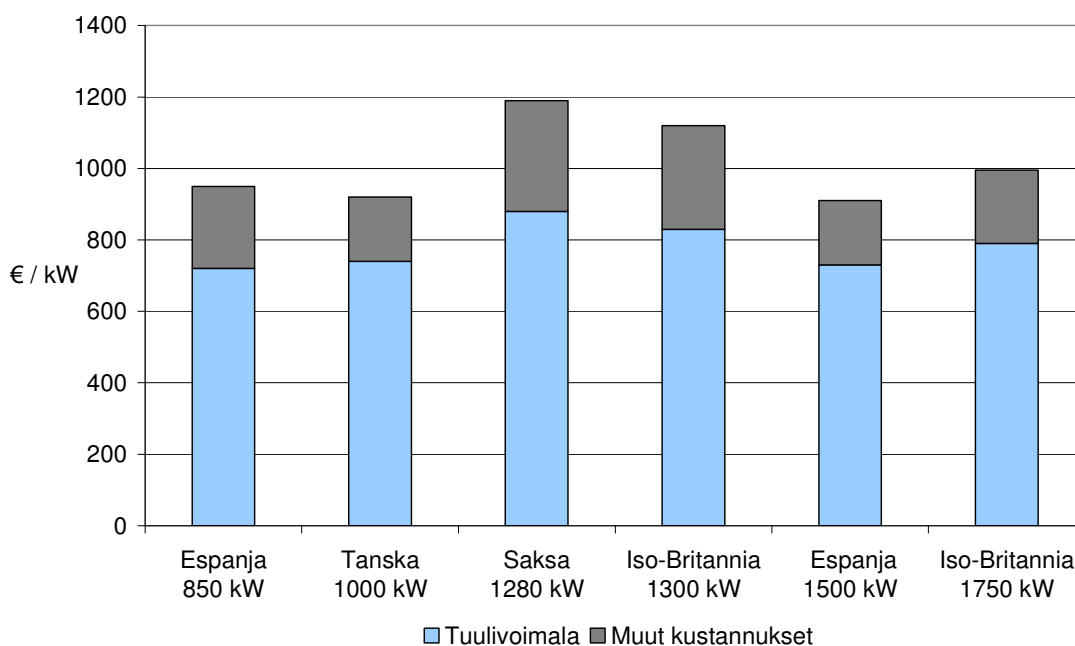
Kuva 4.8 Horns Rev-tuulipuiston sisäinen sähköverkko (Dong Energy 2007)

Kuvan 4.8 offshore-muuntoasema koostuu merenkäynnin kestäväällä tasanteelle sijoitetuista 150 kV ja 36 kV kytkinlaitteista sekä 150/36 kV muuntajasta. Muuntoasemalta lähtee kolmivaiheinen 150 kV merikaapeliyhteys mantereelle. (Dong Energy 2007.)

## 5 Tuulivoiman kustannukset

### 5.1 Tuulivoiman investointikustannukset

Pitkään tuulivoimaloiden investointikustannukset ovat olleet noin miljoona yhdysvaltain dollaria megawattia kohti (DWIA 2003). Offshore-puistoilla kustannuksia nostavat etenkin perustus, asennus ja verkkoliitäntä. Offshore-tuulivoiman kohdalla kokonaiskustannusten (perustukset, asennukset, verkkoliitännät) on arvioitu olevan noin 1.7 miljoonaa yhdysvaltain dollaria megawattia kohti (DWIA 2003). Tämä on miltei kaksinkertainen maalle asennettavaan tuulivoimaan verrattuna. Kuvassa 5.1 on esitetty tuulivoimaloiden investointikustannuksia eri Euroopan maissa EWEA:n keräämien tilastojen mukaan.



Kuva 5.1 Tuulivoimaloiden investointikustannuksia, jotka sisältävät tuulivoimalan, perustukset, verkkoon liittymän ym. (EWEA 2004)

Kuvasta 5.1 nähdään, että tuulipuistojen investointikustannukset ovat olleet Euroopassa hieman yli tai ali 1000 €/kW. Yhdysvalloissa tuulipuistojen kokonaisinvestointikustannukset ovat tilastojen (DOE 2007) mukaan olleet suurin piirtein samaa luokkaa kuin Euroopassa.

## 5.2 Tuulivoiman verkkoon liittämisen kustannukset

Tuulivoimavoimalaitosten kuten muidenkin tuotantolaitosten verkkoon liittamisestä syntyy kustannuksia. Kustannukset syntyvät itse liittymän toteuttamisesta sekä mahdollisista verkkovahvistuksista. Tässä työssä tarkastellaan nimenomaan verkkovahvistuksista syntyviä kustannuksia. Kappaleessa 5.1.1 esitetään eri maiden kansallisten tutkimusten tuloksia tietyn kokoisen tuulivoimakapasiteetin aiheuttamista verkkoinvestointikustannuksista. Eri maissa on käytössä erilaisia käytäntöjä siitä, miten tuulivoiman verkkoon liittamisestä syntyvät kustannukset jaetaan tuulituottajan ja järjestelmävastaavan kesken. Kappaleessa 5.1.2 esitetään erilaisia käytäntöjä merituulipuiston liittämiskustannusten jakamiseen sekä maita, joissa kyseisiä käytäntöjä sovelletaan. Tuulivoiman kohdalla kustannuksia syntyy myös esimerkiksi tuotantotehon vaihtelusta johtuvasta tehonsäädöstä, mutta näiden ja muiden mainitsematta jätettyjen kustannusten tarkasteleminen ei kuulu tämän työn aihealueeseen.

### 5.2.1 Verkkoinvestointikustannuksia eräissä maissa

Kansallisten tutkimusten (Holtinen et al. 2007) mukaan tuulivoiman aiheuttamat verkkoinvestointikustannukset ovat:

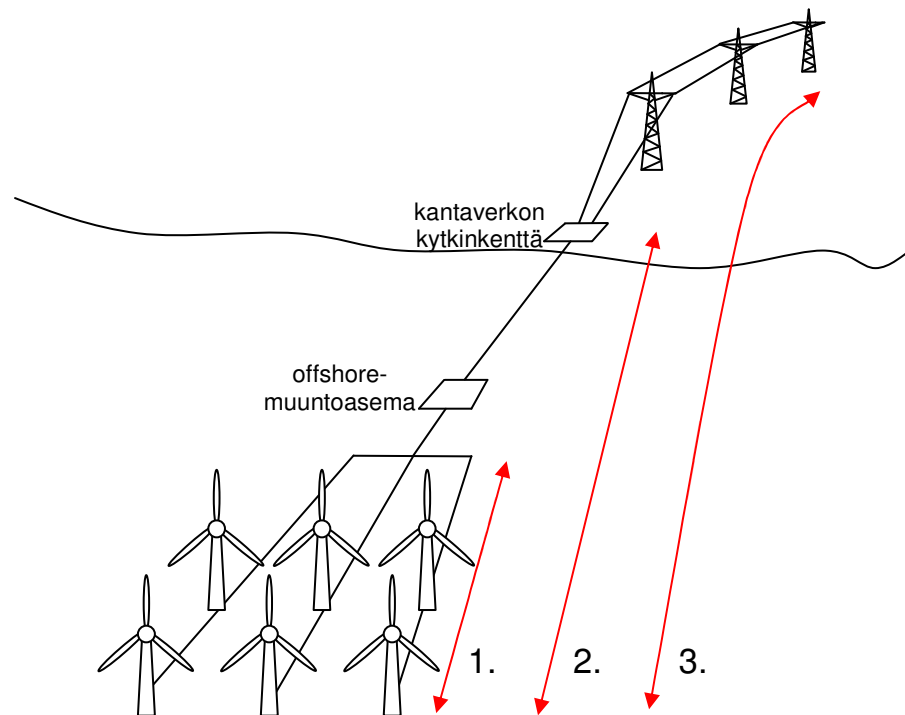
- Iso-Britannia: 26 000 MW tuulivoimakapasiteetille 85-162 €/kW ja 8000 MW tuulivoimalle 45-100 €/kW
- Alankomaat: 6000 MW offshore-tuulivoimalle 60-110 €/kW
- Portugali: 5100 MW tuulivoimakapasiteetille kustannukset ovat 53 €/kW, jos verkkoinvestointikustannuksista lasketaan mukaan vain tuulivoimaprojektiin liittyvät kustannukset ja 100 €/kW, jos lasketaan kaikki verkkoinvestointikustannukset.
- Saksa: 36 000 MW tuulivoimakapasiteetille noin 100 €/kW

Edellä esitettyjä verkkoinvestointikustannuksia ei voi vertailla suoraan toisiinsa, sillä eri maiden olosuhteet vaihtelevat huomattavasti. Investointikustannusten määrän vaikuttaa olennaisesti tuulipuistojen sijoitus kulutuskeskuksiin sekä olemassa olevaan verkkoon nähden. Investointikustannusten kasvu ei ole luonteeltaan jatkuvaa, vaan yleensä tietyn

siirtomäärän ylittyminen johtaa suureen kertaluonteiseen investointiin. (Holttinen et al. 2007.)

### 5.2.2 Kustannusten jakaminen

Kuvassa 5.2 on esitetty erilaisia vaihtoehtoja merituulipuiston liittymiselle ja tapoja jakaa puiston verkkoon liittämiskustannukset tuulituottajan ja kantaverkosta vastaavan tahon kesken.



Kuva 5.2 Vaihtoehtoisia merituulipuiston liittymistapoja ja käytäntöjä liittämiskustannusten jakamiseen (International Workshop on Wind Power 2006, Green Net – EU27 2006)

Kuvassa 5.2 ensimmäinen (1.) vaihtoehto on sellainen, jossa tuulituottaja vastaa ainoastaan tuulipuiston investointikustannuksista. Tämä tarkoittaa sitä, että kantaverkko-osapuoli vastaa merelle asennettava muuntoasema mukaan lukien kaikista muista kustannuksista. Puhutaan tuulituottajan kannalta ns. matalasta (shallow) (International Workshop on Wind Power 2006) tai erittäin matalasta (super-shallow) (Green Net – EU27 2006) verkkoliittymästä. Tällaista käytäntöä sovelletaan merkittävistä tuulivoimatuottajamaista vain Tanskassa. Lähes päinvastaista

lähestymistapaa edelliseen verrattuna esittää kuvassa 5.2 kolmas (3.) liittymistapa. Tuulituottaja vastaa puiston kustannusten lisäksi kantaverkkoliitynnästä (merikaapeliyhteys, kantaverkon kytkinkenttä) sekä tarvittavista kantaverkon vahvistuksista. Tuulituottajan kannalta puhutaan ns. syvästä (deep) (International Workshop on Wind Power 2006, Green Net – EU27 2006) liittymistavasta. Kuvassa 5.2 toinen (2.) liittymisvaihtoehto edustaa kahden edellä mainitun lähestymistavan välimuotoa (hybrid) (International Workshop on Wind Power 2006), josta käytetään tuulituottajan kannalta myös nimitystä matala (shallow) (Green Net – EU27 2006) liittymistapa. Tällöin tuulituottaja vastaa tuulipuiston verkkoliitynnän kustannuksista kantaverkon kytkinkenttä mukaan lukien, mutta ei kantaverkon mahdollisista vahvistustarpeista.

Taulukossa 5.1 on esitetty edellä kuvattuja merituulipuiston liittymistapoja soveltavia maita. Numerot liityntätapojen perässä viittaavat kuvan 5.2 liittymisvaihtoehtoihin.

Taulukko 5.1 Erilaisia merituulipuiston liittymistapoja soveltavia maita (International Workshop on Wind Power 2006)

verkkoliityntä tuulituottajan kannalta	
Alankomaat	välimuoto (hybrid) (2.)
Belgia	välimuoto (hybrid) (2.)
Espanja	syvä (deep) (3.)
Irlanti	syvä (deep) (3.)
Iso-Britannia	välimuoto (hybrid) (2.)
Italia	syvä (deep) (3.)
Itävalta	syvä (deep) (3.)
Kreikka	välimuoto (hybrid) (2.)
Luxemburg	syvä (deep) (3.)
Portugali	syvä (deep) (3.)
Ranska	välimuoto (hybrid) (2.)
Ruotsi	syvä (deep) (3.)
Saksa	välimuoto (hybrid) (2.)
Suomi	ei sovittua lähestymistapaa
Tanska	matala (shallow) (1.)

Taulukosta 5.1 havaitaan, että syvän (deep) ja välimuotoisen (hybrid) liityntätavan soveltaminen on likimain yhtä yleisestä esitettyjen maiden joukossa. Sen sijaan matalaa

(shallow) ns. Tanskan mallia ei sovelleta muissa merkittävässä eurooppalaisissa tuulivoiman tuottajamaissa.

Suomessa lähtökohtana on, että kaikkia tuottajia kohdellaan tasapuolisesti. Liittymiskustannukset maksaa tuottaja sovittuun liittymispisteeseen saakka. Tuulivoimatuotannon kohdalla tämä voisi tarkoittaa, että tuulituottaja maksaa yhteyden tuulipuistolta kantaverkkoon ja tarvittavat kantaverkon vahvistukset maksaa verkon siirtokyvystä vastaava Fingrid. (Matilainen 2007.)

## 6 Tutkimusmetodit

Tässä työssä tuulivoiman verkkovaikutuksia tutkitaan simuloimalla. Simulointityökaluna käytetään Siemens PTI:n Power Simulator for Engineering (PSS/E) -ohjelmaa.

### 6.1 PSS/E

PSS/E on sähkövoimajärjestelmien simulointiin tarkoitettu ohjelmapaketti, jolla voidaan simuloida voimajärjestelmää sekä jatkuvassa että muuttuvassa tilassa. PSS/E:tä voidaan käyttää tehonjakolaskentaan, vika-analyysiin, verkon ekvivalenttien muodostamiseen sekä dynamiikkasimulointeihin. Tässä työssä PSS/E:tä on käytetty tehonjaon laskemiseen sekä dynaamisten ilmiöiden simulointeihin.

#### 6.1.1 Tehonjakolaskenta

PSS/E:ssä on tehonjaon laskemiseen kolme Newton-Raphsonin iteraatioon ja kaksi Gauss-Seidelin iteraatioon perustuvaa ratkaisumenetelmää. Gauss-Seidel menetelmät toimivat paremmin kuin Newton-Raphson menetelmät tilanteessa, jossa jännitteiden alkuarvot ovat kaukana todellisista. Toisaalta Gauss-Seidel iteraatiot eivät reagoi hyvin sarjakapasitansseihin, joten käyttökelpoisimpia ratkaisumenetelmistä ovat Newton-Raphsonin iteraatioon perustuvat menetelmät.

#### 6.1.2 Dynamiikkalaskenta

Dynaamisessa simuloinnissa PSS/E laskee myötäkomponentin tehollisarvon. PSS/E käyttää laskennassa yksivaiheista sijaiskytkentää. Halutessaan käyttäjä voi luoda PSS/E:lle omia dynamiikkamalleja ja käyttää niitä dynamiikkasimuloinneissa.

### 6.2 Kantaverkon malli

Simuloinneissa käytetty kantaverkon PSS/E-malli on Fingridin tekemä. Kantaverkon mallissa Suomen verkko on mallinnettu yksityiskohtaisesti, ja se sisältää noin 2000

solmua. Loput Pohjoismaisesta yhteiskäyttöverkosta on mallinnettu ekvivalenttitasolla sisältäen noin 50 solmua.

### 6.3 Tuulivoimalan malli

Tässä työssä käytetään PSS/E:n tuulivoimapaketin mukana tulevaa General Electricin (GE) kaksoissyötettyyn epätahtigeneraattoriin perustuvaa tuulivoimalan mallia. GE:n tuulivoimalan malliin on kuvattuna todellisen tuulivoimalan järjestelmien keskinäinen dynaaminen käyttäytyminen, mutta merkittävästi yksinkertaistettuna. Malli on tarkoitettu myötäkomponenttien laskemiseen perustuvalla ohjelmalla, kuten Siemens PTI:n PSS/E-ohjelmalla. Malli on suunniteltu tuulivoiman järjestelmävaikutusten tutkimiseen sekä sellaisiin simulointeihin, joissa tutkitaan verkon häiriöiden vaikutuksia tuulivoimaloiden käyttäytymiseen. (Miller et al. 2007.)

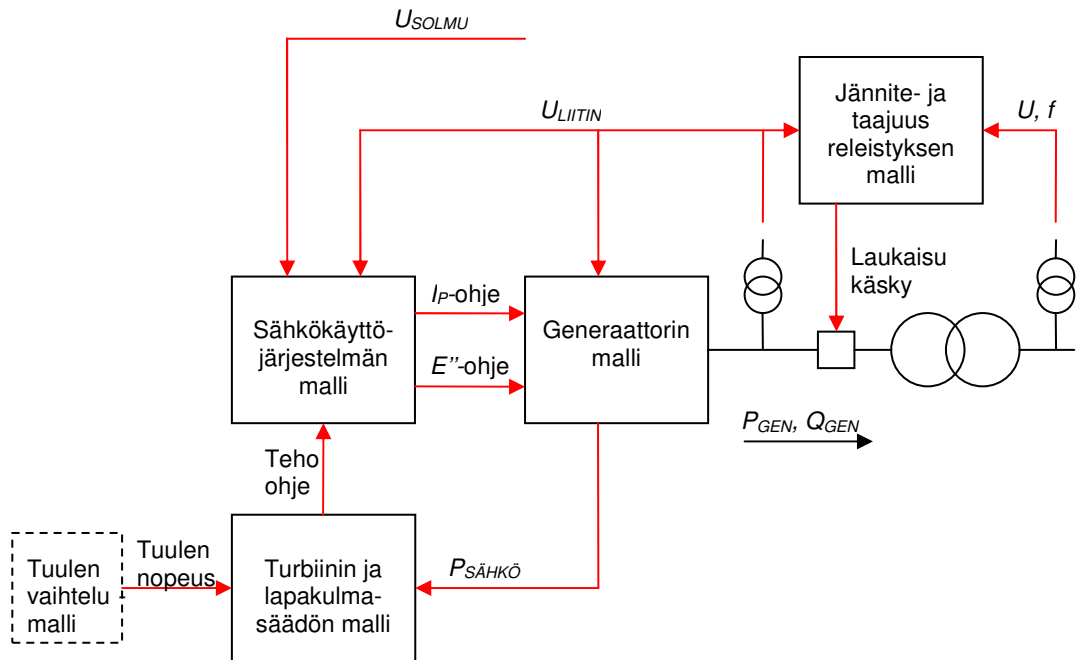
#### 6.3.1 Tuulivoiman mallintaminen tehonjakotarkasteluita varten

Tehonjakolaskentaa varten GE:n tuulivoimalan malliin on mallinnettuna generaattori ja muuntaja, jotka käyttäytyvät tehonjaossa kuten muutkin tehonjakoon tarkoitetut mallit. Tuulipuistot koostuvat useista yksittäisistä tuulivoimaloista. Tuulipuiston mallinnus voidaan tehdä mallintamalla jokainen tuulivoimala erikseen ja tuulipuiston sisäinen verkko yksityiskohtaisesti. Vaihtoehtoisesti koko tuulipuisto voidaan mallintaa yhdellä ekvivalenttivoimalalla sekä -muuntajalla, jolloin ekvivalenttivoimalan näennäistehoksi asetetaan puistossa olevien voimaloiden näennäistehojen summa ja vastaavasti ekvivalenttimuuntajan näennäistehoksi asetetaan kaikkien muuntajien näennäistehojen summa. Puiston sisäisen verkon ekvivalentti-impedanssi ja -suskeptanssi voidaan laskea yhteen puiston muuntajan tai muuntajien impedanssien kanssa. Erityisesti sisäisen verkon susceptanssi voi olla merkitsevä tehonjaossa, sillä usein sisäinen verkko koostuu kaapeliyhteyksistä. (Miller et al. 2007.)



## 6.3.2 Mallin rakenne

Kuvassa 6.1 on esitetty tuulivoimalamallin toimintaperiaate lohkokaaavion avulla.



Kuva 6.1 Lohkokaavioesitys tuulivoimalamallin toiminnasta.  $U$  ja  $f$  ovat verkon jännite ja taajuus,  $P_{GEN}$  ja  $Q_{GEN}$  tuotetut pätö- ja loistehot,  $I_p$ -ohje ja  $E''$ -ohje generaattorin mallille syötetyt ohjeet pätövirroille sekä magnetointijännitteen alkuarvoille,  $U_{SOLMU}$  on voimalan säätämän solmun jännite,  $U_{LIITIN}$  on jännite generaattorin liittimissä ja  $P_{SÄHKÖ}$  on voimalaitoksen sähköteho. (Miller et al. 2007)

Kuvasta 6.1 havaitaan, että tuulivoimalan dynamiikkamalli sisältää seuraavat osat:

- Kaksoissyötetyn epätahtigeneraattorin ja konvertterin malli
- Sähkökäyttöjärjestelmän malli
- Voimalan turbiinin malli ja lapakulmasäädön malli
- Jännite- ja taajuusreleistyksen malli
- Tuulen vaihtelu -malli

Jännite- ja taajuusreleistyksen malli sekä tuulen vaihtelu -malli ovat sellaisia, että käyttäjä halutessaan hyödyntää niitä, mutta ne eivät ole tuulivoimalamallin toiminnan kannalta välttämättömiä.

### 6.3.3 Kaksoissyötetyn epätahtigeneraattorin ja konvertterin malli

Mallin avulla simuloidaan kaksoissyötetyn epätahtigeneraattorin dynaamista käyttäytymistä. Malli syöttää pätö- ja loisvirtaa verkkoon sähkökäyttöjärjestelmän mallin ohjeiden mukaan. Generaattorimallista on poistettu kaikki roottorin mekaanisia ilmiöitä kuvaavat muuttujat. Nämä muuttujat on sisällytetty turbiinimalliin. Generaattorimallista on lisäksi poistettu staattori- ja roottorivoiden dynamiikka, jolloin mallin vaste sähkökäyttöjärjestelmämallin ohjeisiin on nopea. Generaattorimalli toimii kuin ohjattu virtalähde, joka sähkökäyttöjärjestelmämallin virtaohjeiden mukaan laskee verkkoon syötettävän pätö- ja loisvirran. (Miller et al. 2007.)

Konvertterin malli sisältää vaihelukitun silmukan (PLL) generaattorin roottori- ja staattorivirtojen tahdistamiseen. Vaihelukitun silmukan avulla voidaan määrittää voimalan jännitteiden ja virtojen ohjearvoille raja-arvot. Esimerkiksi voimalan liitinjännitteen  $U_{liitin}$  vaihekulma voi muuttua viiveettömästi verkkovian sattuessa, mutta voimalan tehokulman muutosnopeutta rajoittaa PLL:n toiminta. (Miller et al. 2007.)

### 6.3.4 Sähkökäyttöjärjestelmän malli

Malli antaa generaattorimallille pätövirran  $I_P$  ja magnetointijännitteen alkuarvon  $E''$  ohjearvoja. Pätövirralla säädetään vääntömomenttia (pätötehoa) ja magnetointijännitteellä säädetään napajännitettä tai loistehoa, riippuen siitä toimiiko tuulivoimala vakiojännite vai vakiotehokerroin säädöllä. (Kazachkov et al. 2005.)

### 6.3.5 Voimalan turbiinin malli ja lapakulmasäädön malli

Mallien avulla simuloidaan tuulen energian muuntamista tuulivoimalan akselin pyörimisenergiaksi (Kazachkov et al. 2005). Turbiinin malli laskee tuulen nopeuden mukaan turbiinin kohdistuvan vääntömomentin ja antaa sähkökäyttöjärjestelmän mallille vääntömomentin mukaisen teho-ohjeen (Miller et al. 2007). Lapakulmasäädön

malli laskee voimalan roottorin lapakulman lähtötilanteessa jatkuvan tilan tehotuotannosta ja päivittää sitä tuulen nopeuden ja muiden muutosten mukaan (Kazachkov et al. 2005).

Lapakulmasäätö toimii siten, että kun tuulen nopeus on yli nimellisen tuulen nopeuden, rajoittavat lavat akselille siirtyvää mekaanista tehoa säätämällä lapakulmaa. Jos taas tuulen nopeus on alle nimellisen, säätyy lapakulma niin, että akselille välittyvä mekaaninen teho on mahdollisimman suuri. Lapakulmasäätömalli lähettää teho-ohjeen sähkökäyttöjärjestelmän mallille, joka lähettää sen edelleen generaattorimallille, ellei pätövirran raja-arvo ylity. Mallinnuksellisista syistä johtuen turbiinin pyörimisnopeutta säädetään niin, että se on verrannollinen sähkötehon kanssa, kun tuulen nopeus on alle nimellisen. Yli nimellisillä tuulen nopeuksilla turbiinin pyörimisnopeutta rajoittaa lapakulmasäätö, jolloin sähkötehon takaisinkytkentää pyörimisnopeuden ohjearvona ei käytetä. Lapakulmasäätö ei erottele tuulen nopeuden muutoksista ja verkkovioista johtuvia akselin nopeuden muutoksia, vaan vaimentaa mekaanisen tehon (akselitehon) vaihteluita antamalla roottorin pyörimisnopeuden vaihdella ja käyttämällä roottorin inertiaa hyväksi. (Miller et al. 2007.)

#### 6.3.6 Jännite- ja taajuusreleistyksen malli

Relemallien avulla simuloidaan tuulivoimalan kanssa samaan solmuun (collector bus) kytkettyjen releiden toimintaa. Releet voidaan asettaa tarkkailemaan käyttäjän määrittämää solmua ja niiden avulla voidaan erottaa verkosta solmu, johon tuulivoimala on liitetty tai vaihtoehtoisesti vain tuulivoimala. (Kazachkov et al. 2005.)

#### 6.3.7 Tuulen vaihtelu -malli

Mallin avulla voidaan simuloida tuulen puuskia sekä vaihtelevaa tuulta. Jos käyttäjä ei syötä mallille tuulen vaihtelua, annetaan turbiinimallille vakio tuulen nopeus. (Kazachkov et al. 2005.)

## 7 Tuulipuistojen liityntätarkastelut

Tässä työssä tarkastellaan tuulivoiman vaikutusta Suomen voimajärjestelmään aikavälillä 2020 ... 2030. Teemu Kontkanen on diplomityössään (Kontkanen 2006) selvittänyt Suomen tuulivoimapotentiaalia maakunnittain. Maakuntaselvitysten mukaan tuulivoimalle soveltuvat alueet sekä Suomen kantaverkko on esitetty kuvassa 2.4.

Tässä työssä pohjana ovat tuulivoimaskenaariot, jotka on esitetty Kontkanen tekemässä diplomityössä (Kontkanen 2006). Ensimmäisessä tuulivoimaskenaariossa on asennettua tuulivoimaa Suomessa 2000 MW ja tuulienergian tuotanto on 5,5 TWh vuodessa. Toisessa skenaariossa tuulivoimaa on asennettuna 7320 MW ja tuulienergian tuotanto on 22 TWh vuodessa. Jos Suomen vuosittainen sähköenergian kulutus oletetaan tarkasteltavalla aikavälillä 110 TWh:ksi, vastaa ensimmäisen skenaarion tuulivoimatuotanto 5 %:a ja toisen 20 %:a Suomen vuotuisesta sähköenergiankulutuksesta.

Työn ensimmäisessä vaiheessa tarkastellaan tuulipuistojen liittämistä Suomen kantaverkkoon esitettyjen skenaarioiden tuulivoimamäärillä. Tarkastelut tehdään PSS/E-ohjelman tehonjako-ominaisuudella ja Fingrid Oyj:n toimittamalla kantaverkon simulointimallilla, johon on pyritty kuvaamaan vuoden 2010 jälkeinen tilanne. Lisäksi kantaverkon malliin lisättiin tuulivoimaskenaarioiden kannalta tarpeelliset verkkovahvistukset, joiden tarve havaittiin tuulipuistojen liityntätarkasteluja tehtäessä.

Vaihtoehdot tuulipuistojen kantaverkkoliittymiseen ovat:

- 110 kV asema, jonka kautta tuulipuisto liittyy säteittäiseen 110 kV verkkoon
- 110 kV asema, jonka kautta tuulipuisto liittyy 110 kV rengasverkkoon
- 220 kV asema, jonka kautta tuulipuisto liittyy 220 kV rengasverkkoon
- 400 kV asema, jonka kautta tuulipuisto liittyy 400 kV rengasverkkoon

Tuulipuistojen liittämistarkasteluissa tarkastellaan verkon tehonsiirtokapasiteetin riittävyyttä erilaisilla tuulivoimatuotannon määrillä ja (n-1)-vikojen jälkitilanteessa. Tarkoituksena on selvittää millainen liitäntä sopii tietynkokoiselle tuulipuistolle. Tietenkin verkon olosuhteet vaihtelevat alueittain, joten tarkastelutkin on tehtävä

alueittain. Tuloksena saadaan kuinka paljon tuulivoimaa voidaan liittää 110 kV verkon asemille ja milloin pitää siirtyä suurempiin jännitetasoihin eri tuulivoimamäärillä. Lisäksi saadaan arviot verkon vahvistamiskustannuksille kummassakin tuulivoimaskenaariossa.

## 7.1 Tarkastelujen toteuttaminen

Tuulipuistojen kantaverkkoliitynnät on haettu tekemällä erilaisia tehojakotarkasteluja. Tehonjakotarkasteluiden pohjana on käytetty Teemu Kontkanen tekemiä tehonjakotilanteita (Kontkanen 2006), joissa voimajärjestelmän tilat on saatu sähkömarkkinamallin ja tehonjaon yhdistävällä Samlast-ohjelmalla. Tarkasteluissa pohjana käytetyt tehonjakotilanteet on esitetty liitteessä 1. Liityntätarkasteluja tehtäessä yhden tuulipuiston tuotantoa muutettiin kerrallaan, jolloin koko voimajärjestelmän tila ei muuttunut oleellisesti tarkastelujen aikana.

Liityntätarkastelut on tehty siten, että tuulipuistot liitettiin aluksi 110 kV verkkoon. Jos ylikuormituksia ilmeni 110 kV verkossa ehjällä verkolla tai (n-1)-vian jälkitilanteessa eikä yksinkertainen verkkovahvistus (esim. 220/110 kV muuntajan kahdennus Vajukosken tuulipuiston kohdalla) muuttanut tilannetta, liitettiin tuulipuisto suuremmalle jännitetasolle. Jos tämäkään ei vielä riittänyt toteuttamaan (n-1)-kriteeriä tehonjakotarkasteluissa, tehtiin tarvittavat verkkovahvistukset kriteerin toteuttamiseksi. Näitä vahvistuksia olivat uusien 400 ja 200 kV johtojen sekä uusien 400/110 ja 220/110 kV muuntojen lisääminen.

Liityntätarkasteluissa ei ole huomioitu tuulivoimatuotannon luonteesta johtuvaa varakapasiteetin tarvetta. On selvää, että etenkin suuremman tuulivoimaskenaarion mukaisella tuulivoimamäärällä (7320 MW) nykyinen varakapasiteettimäärä ei riitä takaamaan järjestelmän riittävyttä kaikissa tilanteissa. Varakapasiteetin tarve ja sen verkkoon sijoittuminen eivät kuuluneet tämän työn laajuuteen.

### 7.1.1 Käytetyt rajat (n-1)-tarkasteluissa

Normaalitilanteessa jännite 110 kV verkossa vaihtelee pääsääntöisesti välillä 116 kV... 120 kV ja 400 kV verkossa välillä 405 kV... 415 kV. Tarkastelut tehtiin siten, että vian seurauksena jännite ei saanut laskea 110 kV verkon kohdalla alle 105 kV rengasverkossa ja alle 100 kV säteittäisessä verkossa. 400 kV verkon kohdalla jännite ei saanut laskea alle 380 kV.

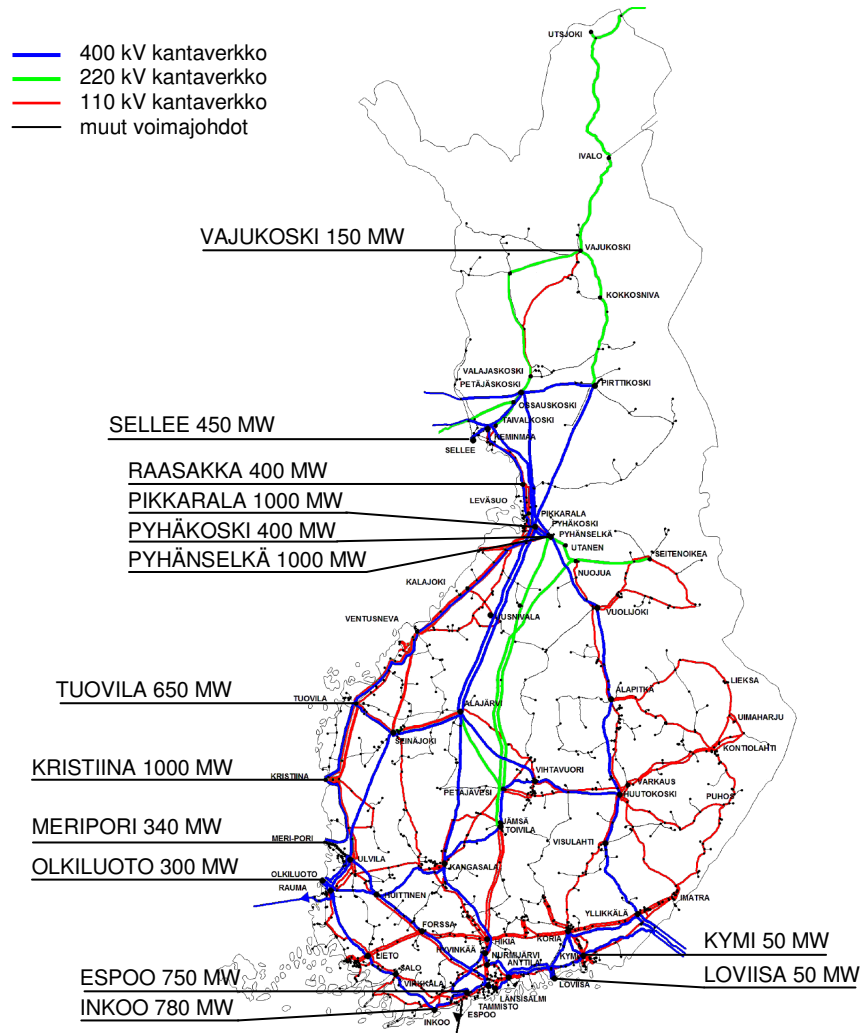
Tarkastelut pyrittiin tekemään siten, että (n-1)-vian seurauksena mikään verkon komponentti ei saanut olla ylikuormassa. Kuitenkin ilmajohtojen ja muuntajien kohdalla sallittiin mahdollisuus lyhytaikaiseen ylikuormitukseen, jos komponentin kuormitus oli enintään 120 % nimellisestä kuormitettavuudesta.

## 7.2 Verkkovahvistusten tarve

Pääsääntöisesti tuulipuistot saatiin liitettyä Kontkasen tekemien tuulivoimaskenaarioiden mukaisesti. Ainoastaan toisessa tuulivoimaskenaariossa (22 TWh/a, 7320 MW) yhden tuulipuiston kantaverkon liittymisasemaa täytyi muuttaa. Kyseinen 1000 MW tuulipuisto muutettiin liittymään Pyhänselän sähköasemalle Leväsuon aseman sijaan. Pyhänselän sähköasemalta on jo olemassa 400 kV yhteydet sekä etelään että pohjoiseen, joten se soveltuu oleellisesti paremmin 1000 MW puiston kantaverkon liittymisasemaksi kuin Leväsuon 220 kV sähköasema. Molemmissa tuulivoimaskenaariossa Suomen nykyistä kantaverkkoa vahvistettiin etenkin länsirannikolla, missä suuret tuulivoimapotentialit sijaitsevat.



Kuvassa 7.2 on esitetty toisen tuulivoimaskenaarion (22 TWh/a, 7320 MW) mukaiset tuulipuistot ja kantaverkko.



Kuva 7.2 Tuulipuistot ja kantaverkko 22 TWh:n tuulivoimaskenaariossa. Pohjana Suomen kantaverkko 2007 (Fingrid 2007)

Kuvan 7.2 verkossa on Suomen nykyiseen kantaverkkoon verrattuna ensimmäisen skenaarion (ks. kuva 7.1) muutosten lisäksi eroja seuraavissa kohdissa: Tuovila–Ventusneva–Pyhänselkä-välille sekä Keminmaa–Raasakka–Pyhänselkä-välille on laitettu 400 kV yhteydet.

Mainittakoon vielä kuvien 7.1 ja 7.2 kantaverkoista, että ne ovat suunniteltu tämän työn kannalta, eivätkä ne välttämättä vastaa Fingrid Oyj:n suunnitelmia kantaverkon kehittämiselle. Kantaverkon vahvistuksissa on kuitenkin pyritty ottamaan huomioon



todellisuuteen pohjautuvia syitä, kuten Pohjanmaan 220 kV verkon ikääntyminen, joka tulee aiheuttamaan investointitarpeita. Lisäksi vahvistusten toteuttamiseen on vaikuttanut ennustukset sähkön kulutuksen kasvamisesta sekä yleinen halukkuus parantaa yhteyksiä naapurimaihin sähkömarkkinoiden toimivuuden edistämiseksi. Malliin tehdyt verkkovahvistukset on esitetty liitteessä 2.

### 7.3 Verkkovahvistusten investointikustannukset

Tuulipuistojen liityntätarkastelut tehtiin tehonjakolaskelmien avulla. Tarkasteluja tehtäessä havaittiin tarvetta verkkovahvistuksille kummassakin tuulivoimaskenaariossa. Suomen kantaverkko ja tuulipuistot tarkastelluissa skenaarioissa on esitetty kuvissa 7.1 ja 7.2. Taulukossa 7.1 on esitetty tässä työssä käytetyt arviot verkon komponenttien kustannuksille, joiden avulla voidaan laskea verkkoinvestointien kokonaiskustannukset molempien skenaarioiden tuulivoimamäärille. Laskemissa otetaan huomioon verkon komponenttien kiinteät investointikustannukset.

Taulukko 7.1 Tässä työssä käytetyt arviot verkkokomponenttien kiinteille investointikustannuksille

Johto 400 kV	220 000 € / km
Johto 110 kV / johto 220 kV	130 000 € / km
Muuntaja 400/110/21 kV 400 MVA	4 000 000 €
Muuntaja 220/110/21 kV 150 MVA	1 500 000 €
Katkaisijakenttä 400 kV asemalla	2 000 000 €
Katkaisijakenttä 220 kV asemalla	1 000 000 €
Reaktori 20 kV	250 000 €

Taulukossa 7.1 esitetyt kustannusarviot katkaisijakentille käsittävät kaikki yhden lisälähdön tai -muuntajan liittämiseen tarvittavien kytkinlaitteiden investointikustannukset.

Laskelmat kummankin tuulivoimaskenaarion verkkoinvestointikustannuksille on esitetty liitteessä 2. Taulukossa 7.2 on esitetty molemmille tuulivoimaskenaarioille

kaikkien tehtyjen verkkoinvestointien kokonaiskustannukset. Kustannukset on esitetty euromääräisinä kokonaissummina sekä asennettua tuulivoimaa kohti laskettuina.

Taulukko 7.2 Verkkoinvestointikustannukset tuulivoimaskenaarioille, kun mukaan lasketaan kaikki tehdyt verkkovahvistukset

Tuulivoimaskenario	Kaikki kustannukset	Kaikki kustannukset / MW
22 TWh/a	394 M€	54 k€
5,5 TWh/a	149 M€	74 k€

Taulukossa 7.3 on esitetty molemmille tuulivoimaskenaarioille verkkoinvestointien kokonaiskustannukset, kun huomioon otetaan vain tuulivoimatuotannon takia tehdyt verkkovahvistukset.

Taulukko 7.3 Verkkoinvestointikustannukset tuulivoimaskenaariolle, kun mukaan lasketaan vain tuulivoimatuotannon takia tehdyt verkkovahvistukset

Tuulivoimaskenario	Kustannukset	Kustannukset / MW
22 TWh/a	253 M€	35 k€
5,5 TWh/a	8 M€	4 k€

Taulukoissa 7.2 ja 7.3 esitetyt arviot verkkoinvestointikustannuksille on laskettu järjestelmävastaavan kannalta. Toisin sanoen kustannuslaskelmien rajauksessa on käytetty kappaleessa 7.3.1 määritettyä tuulivoiman liittymispistettä. Taulukoiden 7.2 ja 7.3 investointikustannuksissa ei ole siis mukana tuulipuistojen (tuulivoimalat, asennus) eikä kantaverkkoliitintään tarvittavien yhteyksien (merikaapelit, ilmajohdot) kustannuksia. Tuulituottajan on oletettu vastaavan näistä kustannuksista.

Taulukoista 7.2 ja 7.3 havaitaan, että arviot verkkoinvestointikustannuksille ovat samaa suuruusluokkaa kuin kappaleessa 5.1.1 esitetyt Iso-Britannian, Alankomaiden, Portugalin ja Saksan kansallisten tutkimusten tulokset tuulivoiman aiheuttamista verkkoinvestoinneista.

## 7.4 Verkkoliityntöjen toteuttaminen

Tuulipuistot on pyritty liittämään kantaverkkoon todellisten eli maakuntaselvityksistä saatujen sijaintien mukaan. Offshore-puistojen liittämiseen on käytetty kolmivaiheisia 110 kV merikaapeleita, joita on kytketty rinnan riittävän siirtokyvyn aikaan saamiseksi. Offshore-puistojen liitynnät on tehty siten, että pisimmät tarvittavat kaapelit ovat 30 km, jolloin ac-kaapeleiden käyttö on vielä mahdollista. Jos merituulipuiston ja kantaverkon liittymisaseman välinen etäisyys on ollut yli 30 km, on rannikolle lisätty muuntoasema, johon kaapeliyhteys mereltä on liitetty. Muuntoasemalta on edelleen jatkettu ilmajohtolla kantaverkon sähköasemalle. Rannikolla ja sisämaassa sijaitsevien puistojen liittämiseen on käytetty ilmajohtoja. Ilmajohtojen jännitetaso on valittu johtojen kuormitettavuuden mukaan. Ilmajohtojen mitoituksessa on otettu huomioon tuulivoimatuotannon luonne (huipputehotunteja vähän) ja mahdollisuus avojohdon lyhytaikaiseen ylikuormitukseen, jos tuulipuiston huipputeho ylittää vain vähän tietyn johtotyypin kuormitettavuudelle annetun ohjearvon. Tällä tavalla on pyritty välttämään suurimpia ylimitoitustilanteita. Kaapeleilla mitoitus on tehty siten, että ilman vikaantumista (esim. oikosulku) ylikuormitustilanteita ei pääse syntymään.

Tarvittavat muuntajat tuulipuiston jännitteen muuntamiseksi liittymispisteen jännitetasolle on mallinnettu suurimman Suomessa käytetyn standardikoon eli 400/110/21 kV ja 400 MVA kolmikäämimuuntajan mukaan. Tarvittaessa muuntajien tertiääriin on kytketty noin 60 Mvar reaktoritehoa 400 kV jännitteen säätämiseksi.

### 7.4.1 Liittymispisteen valinta

Tuulipuistojen liittymispisteiksi on tämän työn tarkasteluissa valittu 110 kV kisko 110 kV asemalla tai 400/110 kV muuntoasemalla. Liittymispisteen valinta on tehty sillä perusteella, että tuulituottaja vastaa verkon osista, jotka hyödyttävät vain tuulituottajaa. Toisin sanoen liittymispiste erottaa ne verkon osat, joita pitkin siirretään tai voidaan siirtää ainoastaan tuulivoimatuotantoa ja toisaalta ne verkon osat, joita käytetään muun myös järjestelmän tarpeisiin. Esimerkiksi merikaapelit kuuluvat tuulituottajan vastualueeseen, koska niitä käytetään vain tuulivoimaloiden tuottaman tehon siirtämiseen. Toisaalta vaikka tietyt 400/110 kV muuntajat on mallissa asennettu

verkkoon nimenomaan tuulivoiman tarpeisiin, on perusteltua rajata ne tuulituottajan vastualueen ulkopuolelle, sillä muuntajaa voidaan käyttää tarvittaessa myös muun tuotannon muuntamiseen. Lisäksi Suomen järjestelmässä 400 kV jännitteensäätö tapahtuu pääasiassa 400/110/21 kV muuntajien tertiääriin kytketyillä reaktoreilla, joten tästäkin johtuen voidaan sanoa, että muuntajaa käytetään muun järjestelmän tarpeisiin.

Edellä määritellyssä liittymispisteessä täytetään tuulivoiman verkkovaatimukset. Esimerkiksi loistehoa ei juuri saa siirtyä liittymispisteen yli normaalitilanteessa. Toisaalta liittymispiste rajaa myös investointikustannuslaskelmiin mukaan otettavat verkon komponentit. Kustannuslaskelmissa tarkastellaan verkkoinvestointeja nimenomaan järjestelmäoperaattorin kannalta. Kustannuslaskelmat on esitetty kappaleessa 7.3.

#### 7.4.2 Loistehon kompensointi

Kappaleessa 4.2 esitettyjen Nordelin tuulivoimalalle antamien liittymisehtojen mukaan tuulipuistolla on oltava riittävästi loistehokapasiteettia, jotta verkon taajuuden ja jännitteen ollessa normaalirajoissa loistehoa ei siirry liittymispisteen yli verkosta eikä verkkoon päin. Tämän työn simuloinneissa on käytetty kaksoissyötettyyn epätahtigeneraattoriin (DFIG) perustuvaa tuulivoimalatyyppeä, jolla saadaan rajoitetusti säädettävissä oleva loistehon tuotanto. Toisin sanoen tuulivoimaloita varten ei tarvitse varata loistehon kompensointia. Sen sijaan tässä työssä käytetty liittymispisteen määritelmä (ks. 6.3.1) johtaa siihen, että meritulipuistojen kaapeliyhteyksien tuottama varausloisteho täytyy kompensoida tuulipuiston puolella. Periaatteessa merikaapelien tuottama loisteho voidaan kuluttaa DFIG-tekniikalla toteutetuissa tuulivoimaloissa.

Taulukossa 7.1 on esitetty vähimmäisloistehotuotanto (negatiivinen maksimikulutus) erikokoisissa tuulipuistoissa. Luvut perustuvat GE:n 3,6 MW:n DFIG-tuulivoimalan arvoihin voimalan toimiessa tehokertoimella 0,90.

Taulukko 7.4 Vähimmäisloistehotuotanto erikokoisissa GE:n 3,6 MW:n DFIG-tuulivoimaloista koostuvissa tuulipuistoissa

Tuulipuiston koko [MW]	Qmin [Mvar]
100	-41.85
200	-85.25
300	-128.65



Taulukossa 6.2 on esitetty tämän työn simuloinneissa käytettyjä arvoja kolmivaiheisen 110 kV merikaapelin tuottamalle loisteholle.

Taulukko 7.5 Kolmivaiheisen 110 kV merikaapelin tuottama loisteho

kaapeleita rinnan	Qc [Mvar/km]
1	0.82
2	1.64
3	2.45

Kuvassa 6.3 on esitetty eri merikaapeliyhteyksien tuottamat loistehot sekä tilanteet, jolloin tietyn kokoinen GE:n DFIG-tuulipuisto ei kykene kuluttamaan merikaapeliyhteyden tuottamaa varausloistehoa.

		kaapeleita rinnan		
		1	2	3
kaapelin pituus [km]	10	8.2	16.4	24.5
	20	16.4	32.8	49
	30	24.6	49.2	73.5
	40	32.8	65.6	98
	50	41	82	122.5

 = 100 MW tuulipuiston loistehon kulutus ylittyy  
 = 200 MW tuulipuiston loistehon kulutus ylittyy

Kuva 7.3 Tilanteet, joissa GE:n DFIG-tuulipuiston maksimi loistehon kulutus ylittyy

Tässä työssä merikaapeliyhteydet olivat pituudeltaan enimmillään 30 km. Tällöin jo 200 MW tuulipuisto kykenee kuluttamaan merikaapeliyhteyden tuottaman loistehon. Lisäksi suuruusluokaltaan 100 MW tuulipuiston tehon siirtämiseen ei tarvita useampaa kuin yhtä rinnakkaista kaapelia, joten DFIG-tuulipuistojen loistehon säätö teoriassa riittäisi kaapeliyhteyksien tuottama varausloistehon kompensoimiseen. Kuitenkin tuuligeneraattorien pitäisi toimia lähellä maksimituotantoa tehokertoimella 0,90 jatkuvasti, jotta verkkoon liittymisehdot täyttyisivät. Tämän työn dynamiikkasimuloinneissa verrataan DFIG-tuuligeneraattorin ja tahtigeneraattorin käyttäytymistä. Tällöin on oleellista, että vertailtavat generaattorit ovat lähtötilanteessa samanlaisessa toimintapisteessä ja toimivat lähellä tehokerrointa 1. Tämän saavuttamiseksi merikaapeliyhteyksien tuottaman loistehon kompensointiin käytetään staattisia reaktoreja tuulipuiston yhteydessä.

#### 7.4.3 Generaattorien mallintaminen

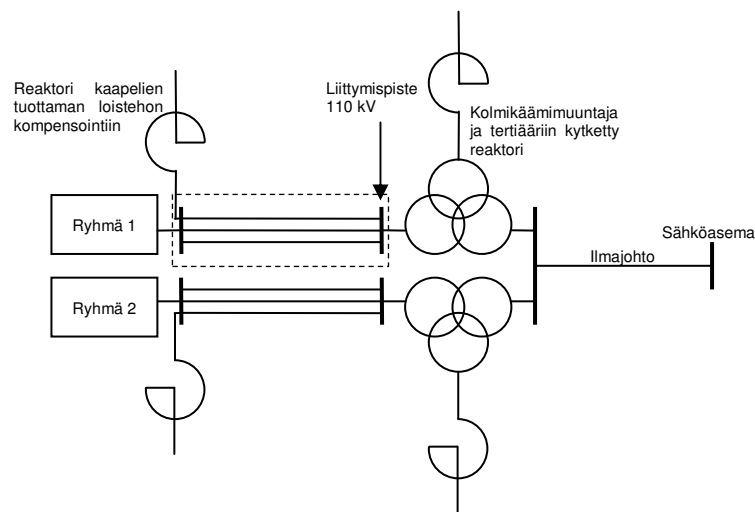
Tuulipuistojen generaattorit on mallinnettu ns. ekvivalenttikoneilla, joiden teho on samaan solmuun liitettyjen generaattorien tehojen summa. Suurimmat tuulipuistot on jaettu muuntajien ja rinnankytkettyjen kaapelien kuormitettavuuden mukaan pienempiin osiin eli voimalaryhmiin, jolloin suurimman ekvivalenttikoneen tehoksi muodostui 340 MW. Voimalaryhmät toimivat erillään toisistaan ja ovat siis itse asiassa itsenäisiä tuulipuistoja. Simuloinneissa on käytetty PSS/E:n tuulivoimapaketin kaksoissyötettyyn epätahtigeneraattoriin perustuvaa tuulivoimalan mallia (General Electric; 3,6 MW).

#### 7.4.4 Merituulipuistojen kaapeliyhteyksien mallintaminen

Yhden tuulipuiston tai voimalaryhmän rinnankytketyt merikaapelit on mallinnettu yhdellä ekvivalenttikaapelilla, jonka sähköiset arvot ( $R$ ,  $X$ ,  $B$ ) on laskettu kaapeleiden rinnankytkennästä. Käytetyn kolmivaiheisen merikaapelin sähköiset arvot on esitetty liitteessä 3, joista on laskettu ekvivalenttikaapeleiden arvot. Merikaapeleiden tuottama varausloisteho on kompensoitu lähes kokonaan tuuligeneraattorien kanssa samaan solmuun kytketyillä reaktoreilla. Loput kaapelien tuottamasta varausloistehosta kulutetaan kolmikäämimuuntajissa, niiden tertiääriin kytketyissä reaktoreissa sekä tuuligeneraattoreissa.

#### 7.4.5 Esimerkki tuulipuiston kantaverkkoliitännästä

Kuvassa 7.4 on esitetty esimerkki tuulipuiston kantaverkkoliitännästä. Kuvan 7.4 merituulipuisto on jaettu kahteen voimalaryhmään. Voimalaryhmän liittämiseen on käytetty kolmea rinnankytkettyä merikaapelia, jotka on mallinnettu yhdellä ekvivalenttikaapelilla. Voimalaryhmän rinnalle on kytketty reaktori kaapelien tuottaman loistehon kompensointiin. Esimerkituulipuiston voimalaryhmät on liitetty uudelle kantaverkon sähköasemalle uusilla kolmikäämimuuntajilla.



Kuva 7.4 Esimerkki tuulipuiston kantaverkkoliitännästä

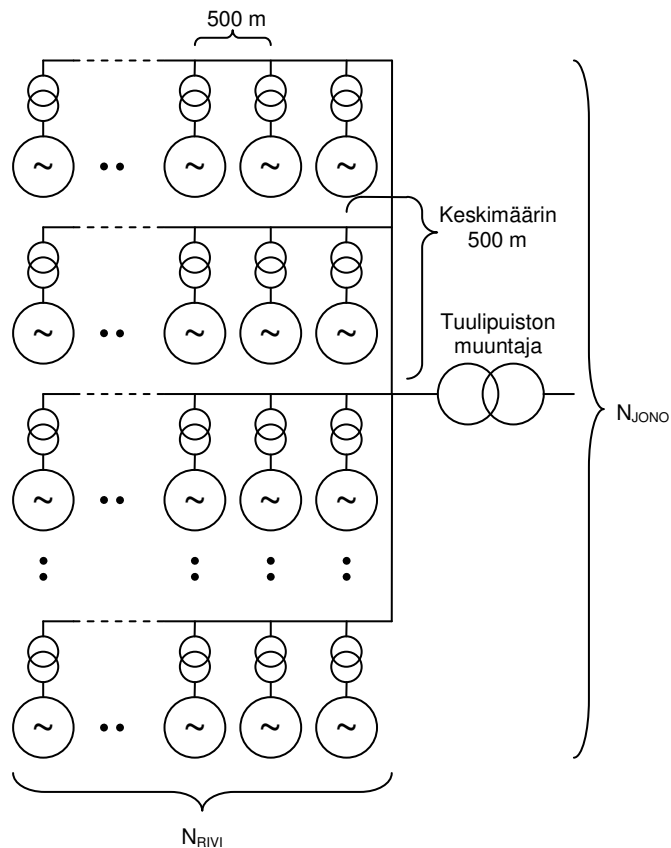
Kantaverkkoliitännät tuulivoimaskenaarioiden mukaisille tuulipuistoille on esitetty liitteessä 4. Tuulipuistojen nimet eivät viittaa niinkään puistojen maantieteellisiin sijainteihin, vaan kertovat tuulipuistojen liittymisasemien nimet. Liitynnät on toteutettu käyttämällä suurimpia Suomessa käytössä olevia muuntajia (400 MVA). 400/110 kV muunnokset on sijoitettu siten, että rinnakkaisia ilmajohtoyhteyksiä ei tarvita. Tämä tarkoittaa useissa tapauksissa uuden 400/110 kV muuntoaseman rakentamista, kuten on kuvan 7.4 esimerkituulipuiston kohdalla. Tuulipuistojen verkkoliityntöjen toteuttamiselle on toki muitakin vaihtoehtoja kuin tässä työssä esitetyt, mutta johdonmukaisuuden vuoksi tässä työssä kaikki liitynnät on toteutettu edellä kuvatulla periaatteella. Vaihtoehtoja olisivat esimerkiksi rinnakkaisten 110 kV ilmajohtojen lähteminen 110 kV liittymispisteestä 400 kV asemalle, jonne uusi 400/110 kV muuntoasetettaisiin. Lisäksi 400/110 kV muunnoissa voitaisiin käyttää useiden 400 MVA muuntajien sijaan yhtä 1000 MVA muuntajaa.

#### 7.4.6 Tuuligeneraattorien ohjejännitteet

Tuuligeneraattorien ohjejännitteet on valittu siten, että normaalitilanteessa generaattorit eivät tuota eivätkä kuluta merkittävästi loistehoa. Lisäksi pyrittiin generaattorien ohjejännitettä säätämällä sekä 400/110 kV muuntajan käämikytkimiä askelluttamalla säätää tehonjako sellaiseksi, että kaapelin läpi ei kulje juurikaan loistehoa, vaan kaapelin tuottama loisteho kulutetaan kaapelin molemmissa päissä. Tuuligeneraattorien ohjejännite riippuu siis kantaverkon liittymisaseman jännitteestä. Pääsääntöisesti jännite 110 kV verkossa vaihtelee normaalitilassa välillä 116 kV... 120 kV ja 400 kV verkossa välillä 405 kV... 415 kV.

#### 7.4.7 Tuulipuiston sisäisen verkon mallinnus

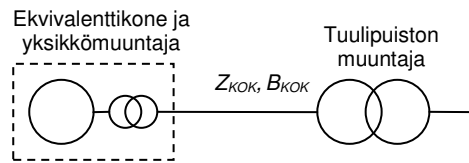
Voimalaryhmät on mallinnettu itsenäisiksi tuulipuistoiksi, joten seuraavassa termi tuulipuisto viittaa sekä voimalaryhmiin että varsinaisiin tuulipuistoihin. Kuvassa 7.5 on esitetty tässä työssä käytetty tuulipuiston sisäisen verkon rakenne.



Kuva 7.5 Tuulipuiston sisäinen verkko tämän työn simuloinneissa



Tuulipuiston sisäisessä verkossa on käytetty 33 kV jännitetasoa. Puiston sisäinen verkko koostuu tuulivoimaloiden välisistä meri- tai maakaapeliyhteyksistä. Lisäksi tuulipuiston ja siirtoverkon erottaa tuulipuiston muuntaja(t), jolla jännitetaso nostetaan 33kV:sta 110 kV:iin. Kaapeleina on käytetty 33 kV kolmivaiheisia ac-kaapeleita, jotka on mallinnettu karkeasti ekvivalenttikoneen ja tuulipuiston muuntajan väliin asetetuilla kokonaisimpedanssilla ( $R$ ,  $X$ ) sekä -suskeptanssilla ( $B$ ). Maa- ja merituulipuistojen välillä ei ole tehty eroa vaan tuulipuistojen sisäisten verkkojen kokonaisimpedanssien ja -suskeptanssien laskemisessa on käytetty saman kolmivaiheisen merikaapelin arvoja. Sisäisen verkon mallintaminen on esitetty kuvassa 7.6.



Kuva 7.6 Tuulipuiston sisäisen verkon mallintaminen

Ekvivalenttikoneet ja yksikkömuuntajat (kuvassa 7.6 katkoviivalla erotettu verkon osa) on lisätty verkkomalliin PSS/E:n tuulivoimapaketin mukana tulevalla IPLAN-ohjelmalla (gewinda.irf), joka laskee ekvivalenttienvoimaloiden suuruudet ja lisää ne käyttäjän määrittämiin solmuihin (collector buses). Kuvassa 7.6 esitetyn tuulipuiston muuntajan suhteellisenä oikosulkuimpedanssina on käytetty 10 %:a.

Kuvassa 7.6 esitetyt tuulipuiston sisäisen verkon kokonaisimpedanssi ja -suskeptanssi on laskettu seuraavalla tavalla 7.5 verkosta.

Tuulipuistossa olevien voimaloiden (GE; 3,6 MW) määrä

$$N_{VOIMALA} = \frac{P_{PUISTO}}{3,6MW}. \quad (7.1)$$

Jos oletetaan, että tuulipuisto on neliömäinen, on peräkkäisten tuulivoimalarivien määrä

$$N_{RIVI} \approx \sqrt{N_{VOIMALA}}. \quad (7.2)$$

Tuulivoimalarivien määrä on pyöristetty lähimpään kokonaislukuun. Rinnakkaisten voimalajonojen määrä eli toisin sanoen jokaisessa voimalarivissä olevien voimaloiden määrä on

$$N_{JONO} \approx \frac{N_{VOIMALA}}{N_{RIVI}}. \quad (7.3)$$

Voimalajonojen määrä on myös pyöristetty lähimpään kokonaislukuun. Laskemalla jonojen lukumäärä voimalarivien lukumäärästä, tarkentuu rivien ja jonojen lukumäärien tulo lähemmäs todellista voimaloiden lukumäärää kuin olettamalla, että rivien ja jonojen lukumäärät ovat yhtä suuret.

Jos voimalarivien välinen etäisyys sekä ensimmäisessä rivissä olevien voimaloiden keskimääräinen etäisyys tuulipuiston muuntajalta ovat 0,5 km, on voimalan keskimääräinen etäisyys tuulipuiston muuntajalta

$$l_{KESKIM} \approx \frac{N_{RIVI}}{2} \times 0,5 km. \quad (7.4)$$

Tuulipuiston sisäisen verkon kokonaisimpedanssi ja -suskeptanssi saadaan laskettua  $l_{KESKIM}$  -pituisten kaapeleiden rinnankytkennästä. Rinnankytkettävien kaapeleiden lukumäärä on voimalajonojen lukumäärä  $N_{JONO}$ . Rinnankytketyt impedanssit ja susceptanssit ovat yhtä suuret, joten kokonaisimpedanssi on siis

$$Z_{KOK} \approx \frac{l_{KESKIM} \times \frac{Z_{KAAPELI}}{km}}{N_{JONO}}, \quad (7.5)$$

ja kokonaissuskeptanssi on

$$B_{KOK} \approx l_{KESKIM} \times \frac{B_{KAAPELI}}{km} \times N_{JONO}. \quad (7.6)$$

## 7.5 Yhteenvedo liityntätarkasteluista

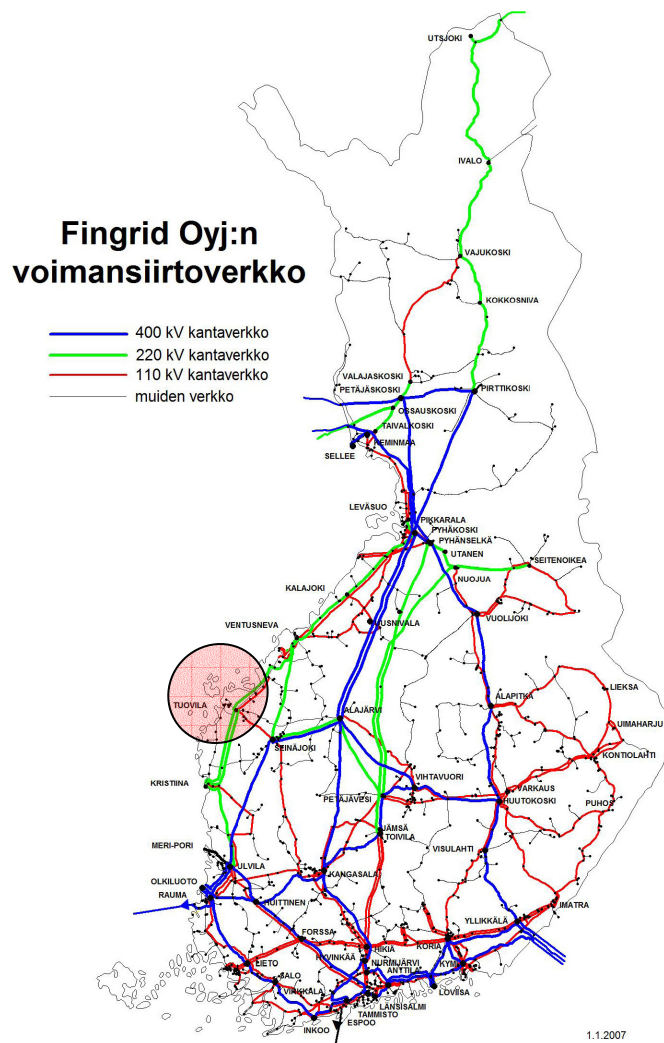
Kaikkien tuulipuistojen kantaverkkoliitännät on esitetty liitteessä 4. Yhteenvedona tuulipuistojen kantaverkkoliitynnöistä voidaan todeta, että alle 300 MW:n tuulipuistot voidaan vielä liittää 110 kV sähköasemalle, jos 400/110 kV muunto on kyseisen aseman välittömässä läheisyydessä. Suurin osa tällaisista 110 kV asemista kuuluvat silmukoituun kantaverkkoon, mutta osaa käytetään säteittäisesti (esim. Selloe). Tarkastelujen tuulivoimaskenaarioissa kaikki alle 300 MW:n ja osa 300 MW:n tuulipuistoista liitettiin edellä mainitulla tavalla, joten 300 MW:a voidaan tässä suhteessa pitää raja-arvona, jonka jälkeen kantaverkkoliitäntä täytyy tehdä suuremmalle jännitteelle. Tätä suuremmat tuulipuistot liitettiin olemassa olevasta 110 kV verkosta erotetulla 400/110 kV muuntajalla 400 kV verkkoon. Kaikkien tuulipuistojen liitännässä on siis käytetty siirtojännitteenä puiston ja liittymispisteen välillä 110 kV:a. Pienempien ( $\leq 300$  MW) tuulipuistojen kohdalla 110 kV jännitetason valinta siirtojännitteelle onkin perusteltua, sillä tällöin minimoidaan tarvittavien muuntojen määrä. Suurempien ( $\geq 300$  MW) tuulipuistojen kohdalla, jotka siis liitettiin erillisellä 400/110 kV muunnolla kantaverkkoon, suuremman jännitetason valinta siirtojännitteeksi (esim. 150 kV) voisi olla taloudellisesti perusteltua. Tällaisiin tarkasteluihin ei ollut kuitenkaan tarvetta ryhtyä tämän työn tavoitteiden kannalta.

Ainoastaan yksi tuulipuisto (Loviisa 50 MW) liitettiin olemassa olevaan säteittäiseen 110 kV verkkoon. Tämän kokoluokan (alle 100 MW) tuulipuistoja olikin liityntätarkasteluissa mukana vain kaksi. Näistä tuulipuistoista toinen (Kymi 50 MW) liitettiin Kymin 110 kV sähköasemalle, joka kuuluu silmukoituun kantaverkon osaan, mutta säteittäinen 110 kV liitäntä olisi ollut yhtälailla mahdollinen. Tuulipuiston tai muun voimalan vaikutukset säteittäisen verkon johtojen kuormituksiin on helpompi arvioida kuin rengasverkon kohdalla, sillä säteittäisessä verkossa teholla on luonnollisesti vain yksi reitti. Toisin sanoen säteittäisen verkon kohdalla liitettäviä tehoja rajoittaa sarjassa olevien johto-osuuksien kuormitettavuus (esim. 110kV, Duck-johdin:  $\sim 120$  MVA).

## 8 Alueelliset tarkastelut

### 8.1 Alueelliset tehonjakotarkastelut

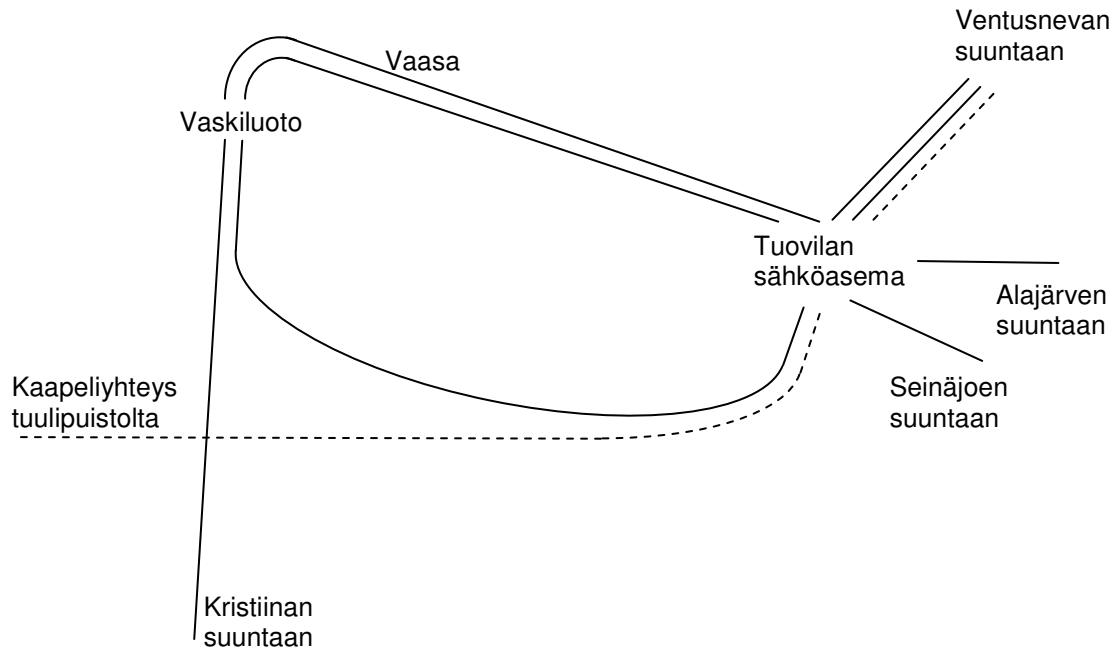
Seuraavassa tarkastellaan Tuovilan aluetta tarkemmin tehonjaolla, kun alueelle on asennettu tuulivoimaa 260 MW. Tämä on tuulivoimaskenaario, jossa koko Suomen tuulivoimamäärä on 2000 MW. Tarkastellaan aluetta antamalla tuulivoimatuotannolle, muulle tuotannolle sekä kuormille erilaisia arvoja. Katsotaan suurin tehon yli- ja alijäämä alueella, sekä tarkastellaan tehonjaolla (n-1)-kriteerin toteutuvuutta näissä tilanteissa. Tarkasteluissa oletetaan tuulivoiman korvaavan muuta sähkön tuotantoa. Kuvassa 8.1 on esitetty Tuovilan alue ja Suomen kantaverkko.



Kuva 8.1 Tuovilan alue ja Suomen kantaverkko (Fingrid 2007)

### 8.1.1 Tuovilan alueen 110 kV verkko ja voimalaitokset

Kuvassa 8.2 on esitetty Tuovilan sähköaseman alueen 110 kV voimajohdot alueellisissa tehonjakotarkasteluissa. Nykyiseen Tuovilan alueen 110 kV verkkoon kuulumattomat johdot on kuvattu katkoviivalla.



Kuva 8.2 Tuovilan sähköaseman alueen 110 kV johdot alueellisissa tehonjakotarkasteluissa

Kuvasta 8.2 nähdään, että tuulipuisto on liitetty merikaapeliyhteydellä Tuovilan sähköaseman 110 kV puolelle. Tuovilan sähköasemalta on 110 kV yhteydet Alajärvi- ja Seinäjoki-suuntaan. Ventusnevan suuntaan on kolme 110 kV yhteyttä: Kaksi 110 kV johtoa ennestään sekä tarkasteltavassa skenaariossa entinen 220 kV johto Ventusnevalle, joka on otettu 110 kV käyttöön. Lisäksi Tuovilan sähköasemalta on kolme 110 kV yhteyttä Vaskiluotoon: Pohjoinen ja eteläinen yhteys Vaasan kautta sekä kauempaa etelästä kiertävä yhteys. Vaskiluodosta on edelleen Kristiina-suuntaan 110 kV yhteys.

Vaskiluodon voimalaitosalueella sijaitsee Etelä-Pohjanmaan Voima Oy:n hiilivoimalaitos ja kaasuturbiini. Hiilivoimalaitos tuottaa sähköä ja lämpöä, ja sen

sähköteho on 230 MW. Samalla voimalaitosalueella sijaitsee myös energialähteenä öljyä käyttävä PVO-Huippuvoima Oy:n huippuvoimalaitos. Laitoksen sähköteho on 160 MW. (Etelä-Pohjanmaan Voima Oy 2007.) Lisäksi alueella sijaitsee Fingrid Varavoima Oy:n kaasuturbiini (Länsi-Suomen ympäristökeskus 2004) sekä Wasa Pilot Power Plant -dieselvoimala (ABB 1999). Voimalaitosalueen sähköntuotantolaitosten yhteenlaskettu teho on siis reilut 400 MW.

### 8.1.2 Tarkasteltavat tehonjakotilanteet

Taulukossa 8.1 on esitetty Tuovilan alueen alueellisissa tehonjakotarkasteluissa tarkasteltavat verkkotilanteet. Perustilanteet tehonjakotarkasteluissa muodostavat vuoden 2010 verkkotilanteet kesällä ja talvella Nordel verkossa sekä Teemu Kontkanen diplomityössään (Kontkanen 2006) esittämät tuulivoimatuotannon määrät kahdessa eri tilanteessa (arkipäivä viikolla 50 ja viikonloppu viikolla 35). Vaskiluodon voimalaitosten tuotantomäärät sekä kuormien suuruudet kesä- ja talvitilanteissa ovat toki vain tietyn verkkotilanteen mukaisia, mutta oletettavasti edustavat hyvin kyseisiä tilanteita Tuovilan alueverkossa.

Taulukko 8.1 Alueellisissa tehonjakotarkasteluissa tarkasteltavat tilanteet

	Perustilanteet		Suurin tehon	Suurin tehon
	Talvi	Kesä	ylijäämätilanne	alijäämätilanne
Tuulivoimatuotanto (MW)	120	110	160	0
Vaskiluodon voimalaitokset (MW)	90	0	250	90
Alueen kuormat (MW)	240	90	160	240
Tuotannon yli/alijäämä (MW)	-30	20	250	-150

Suurinta tehon ylijäämää haettaessa päädyttiin taulukossa 8.1 esitettyyn tehonjakotilanteeseen. Vaskiluodossa on voimalaitostehoa yhteensä yli 400 MW ja tarkastellussa tuulivoimaskenaariossa alueelle on asennettu 260 MW tuulivoimaa. Kuitenkin tarkasteluissa käytettävien tehonjakotilanteiden halutaan olevan perusteltavissa, joten ei ole tarkoituksen mukaista asettaa Vaskiluodon voimalaitoksia ja tuulipuistoa toimimaan täydellä teholla. Sen sijaan suurinta tehon ylijäämätilannetta haettiin sähkömarkkinamallin ja tehonjaon yhdistävällä Samlast-ohjelmalla. Samlastissa

käytetyn aluejaon takia jouduttiin suurinta tehon ylijäämää etsimään koko Etelä-Suomen alueella. Taulukossa 8.1 esitetty suurin ylijäämätilanne Tuovilan alueella on siis tilanteesta, jossa tehonylijäämä oli koko Etelä-Suomen alueella suurimmillaan.

Suurin tehon alijäämätilanne saatiin olettamalla normaali talvitilanne ja asettamalla tuulivoimatuotanto nolleen. Vaskiluodon tuotanto (90 MW) on sähkön- ja lämmön yhteistuotantoa (CHP), jonka voidaan olettaa ajavan talvikuorman aikana. Samlastia ei voitu hyödyntää suurimman tehon alijäämän hakemiseen johtuen Samlastin aluejaosta. Tarkastelualueena jouduttiin käyttämään koko Etelä-Suomea, ja kaikki tarkasteluissa käytetyt tilanteet olivat tehotaseeltaan ylijäämäisiä kyseisellä Etelä-Suomen alueella. Tarkasteltaessa tilannetta, jossa Etelä-Suomen alueella oli pienin tehon ylijäämä, havaittiin, että myös Tuovilan alue on ylijäämäinen, joten taulukossa 8.1 esitetty Tuovilan alueen alijäämätilanne jouduttiin päättelemään edellä esitetyllä tavalla.

### 8.1.3 Alueellisten tehonjakotarkastelujen tulokset

Normaalin talvitilanteen mukaisessa tehonjakotilanteessa Tuovilan alueella on tuotannon alijäämää noin 30 MW ja normaalin kesätilanteen mukaisessa tehonjakotilanteessa tuotannon ylijäämää on noin 20 MW. Tehonjaon kannalta (n-1)-kriteeri toteutuu kummassakin tapauksessa, eli minkään yksittäisen verkon komponentin laukeaminen verkosta ei aiheuta verkon muiden komponenttien ylikuormitusta eikä jännitteen putoamista alle jänniterajojen (105 kV rengasverkossa, 100 kV säteittäisverkossa).

Tuovilan alueella on suurimmassa tehon ylijäämätilanteessa noin 250 MW tuotannon ylijäämää ja suurimmassa tehon alijäämätilanteessa on alueella noin 150 MW tuotannon alijäämää. Tehonjakotarkasteluilla havaitaan, että (n-1)-kriteeri toteutuu Tuovilan alueen 110 kV verkossa sekä suurimmassa tehon ylijäämä- että alijäämätilanteessa.

Tehonjakotarkasteluilla havaittiin, että (n-1)-kriteeri toteutuu kaikissa taulukossa 8.1 esitetyissä tehonjakotilanteissa. Kaikkien tarkasteluissa käytettyjen tehonjakotilanteiden haluttiin olevan perusteltavissa, joten niiden hakemisessa käytettiin apuna Samlast-ohjelmaa. Tarkasteluihin oli haettu tyyppillisten tilanteiden lisäksi tilanteita, joissa tehon yli/alijäämä on mahdollisimman suuri. Tällaisissa tilanteissa sähkönsiirto ja johtojen

kuormitukset ovat suurimmillaan, joten verkon komponentin vikaantuminen johtaa todennäköisimmin muiden verkon osien ylikuormaan. Tarkasteluissa kuitenkin todettiin (n-1)-kriteerin toteutuvan myös näissä verkon kannalta vaikeissa tilanteissa, joten voidaan olettaa (n-1)-kriteerin toteutuvan myös sellaisissa tehonjakotilanteissa, jotka ovat verkon kannalta helpompia, mutta joita ei erikseen tarkasteltu.

## 8.2 Alueelliset dynamiikkatarkastelut

Alueellisissa dynamiikkatarkasteluissa tarkastellaan jännitekuopan leviämistä Tuovilan alueen 110 kV alueverkossa. Jännitekuoppa aiheutetaan asettamalla vika 110 kV johdolle. Verrataan jännitekuopan leviämistä tilanteessa, jossa tuotetaan 240 MW tuulivoimaa verrattuna tilanteeseen, jossa sama teho tuotetaan perinteisellä voimalaitoksella. Perinteisenä voimalaitoksena tarkasteluissa käytetään sähkön- ja lämmön yhteistuotantolaitosta (CHP).

### 8.2.1 Tarkasteltavat tilanteet ja vikapaikat

Alueellisissa dynamiikkatarkasteluissa käytetään tuulivoimaskenaariota, jossa Suomessa on asennettua tuulivoimaa 2000 MW. Simulointiajojen nopeuttamiseksi verkkoon kytketään kuitenkin vain Tuovilan tuulipuisto. Näin voidaan toimia, koska tässä kohtaa työtä tarkastellaan vain Tuovilan aluetta. Alueellisia dynamiikkatarkasteluja varten Tuovilan tuulipuiston liittymispiste asetetaan Vaskiluodolle Tuovilan sähköaseman sijaan. Vertailutapauksena käytettävä CHP-laitos sijaitsee Vaskiluodolla. Asettamalla tuulipuisto liittymään samaan verkon solmuun CHP-laitoksen kanssa voidaan paremmin vertailla tuulivoimatuotannon ja perinteisen tuotannon vaikutusta jännitekuopan leviämiseen 110 kV verkossa. Taulukossa 8.2 on esitetty alueellisissa dynamiikkasimuloinneissa käytettävät tehonjakotilanteet.

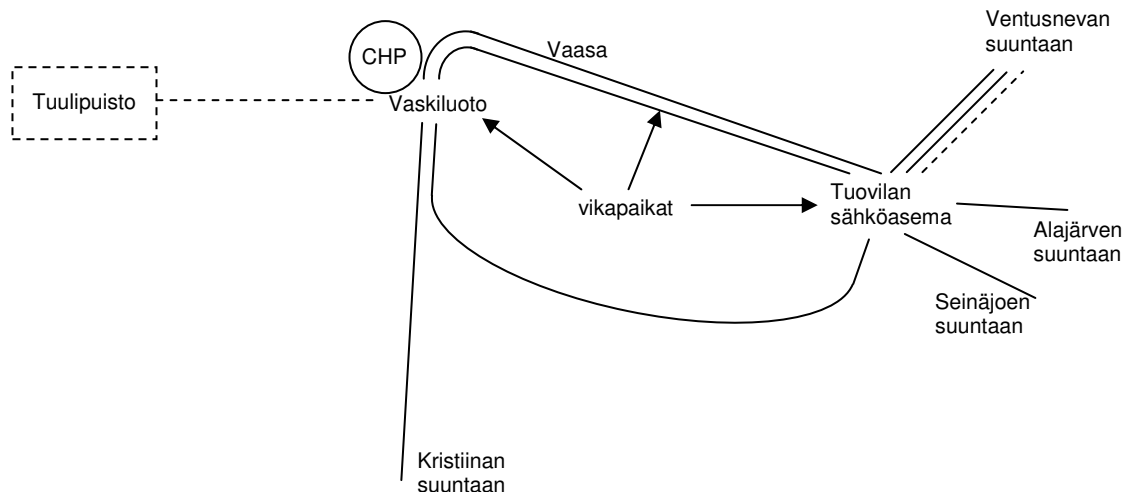


Taulukko 8.2 Alueellisissa dynamiikkatarkasteluissa käytettävät tehonjakotilanteet

	Tehonjakotilanne	
	vain tuulituotanto	vain CHP-tuotanto
Tuulivoimatuotanto (MW)	240	0
Perinteinen tuotanto (MW)	0	240
Alueen kuormat (MW)	240	240

Taulukosta 8.2 nähdään, että ensimmäisessä tehonjakotilanteessa verkkoon on kytketty alueen tuotantolaitoksista vain tuulipuisto ja toisessa vertailukohteena käytettävä CHP-laitos, muuten tehonjakotilanteet ovat samanlaiset. Tuulipuiston sekä CHP-laitoksen pätötehoksi asetetaan CHP-laitoksen suurin sähköteho 240 MW.

Tarkasteluissa asetetaan 3-vaiheinen vika kolmeen eri paikkaan jännitekuopan herätteeksi. Tarkasteluissa käytettävät vikapaikat, Tuovilan alueen 110 kV johdot sekä vertailtavat tuulipuisto ja CHP-laitos on esitetty kuvassa 8.3. Nykyiseen Tuovilan alueverkkoon kuulumattomat osat on kuvattu katkoviivalla.



Kuva 8.3 110 kV johdot, voimalaitokset sekä käytettävät vikapaikat alueellisissa dynamiikkatarkasteluissa

Kuvasta 8.3 nähdään, että valitut vikapaikat sijaitsevat Vaskiluodossa, Tuovilassa sekä Vaskiluodon ja Tuovilan välisen 110 kV yhteyden puolivälissä. Vikapaikan ollessa Tuovilassa heikennetään 110 kV verkon jäykkyyttä avaamalla Tuovilan aseman

400/110 kV muunnos, jotta erot tuulivoimatuotannon ja CHP-tuotannon välillä tulisivat paremmin esiin.

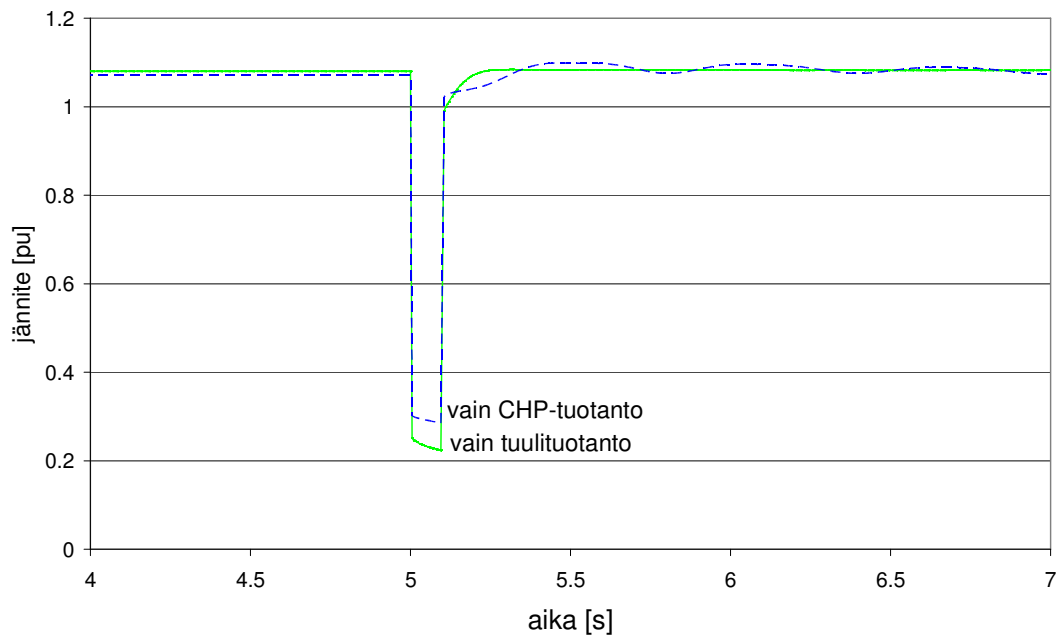
### 8.2.2 Käytettävän vika-ajan valinta

110 kV verkossa suojaus on toteutettu pääosin yhdellä ilman viestiyhteyttä olevalla distanssireleellä. Viat, jotka sattuvat distanssireleen ensimmäisellä vyöhykkeellä laukaistaan ilman viivästystä releiden ja katkaisijoiden yhteenlaskettujen toiminta-aikojen puitteissa (noin 100 ms). Distanssireleen ensimmäisen vyöhykkeen asettelua ei voida kuitenkaan asettaa mittausten ja johtoarvojen epätarkkuuksien takia kattamaan koko johto-osuutta (vaan noin 85 %), jolloin lähellä asemaa sattuvat viat laukaistaan lähiasemalla noin 100 ms kuluttua ja vasta-asemalla noin 460 ms kuluttua. Tällöin suurin osa 110 kV verkossa sattuvissa vioista laukaistaan 100 ms jälkeen. (Haarla 2006.)

Valitaan simuloinneissa käytettäväksi vika-ajaksi 100 ms, joka on siis tyypillisin vika-aika 110 kV verkossa. Tarkastelut tehdään siten, että johdolle aiheutetaan vika ja 100 ms kuluttua vika poistetaan. Tällöin tarkasteluissa ei oteta huomioon kyseisen johdon laukeamista eikä jälleenkytkentöjä. Tämä on kuitenkin tämän työn kannalta riittävän tarkka mallinnus vikatapahtumasta, sillä tarkasteluissa ollaan kiinnostuneita enimmäkseen vian aikaisista tapahtumista.

### 8.2.3 Alueellisten dynamiikkatarkastelujen tulokset

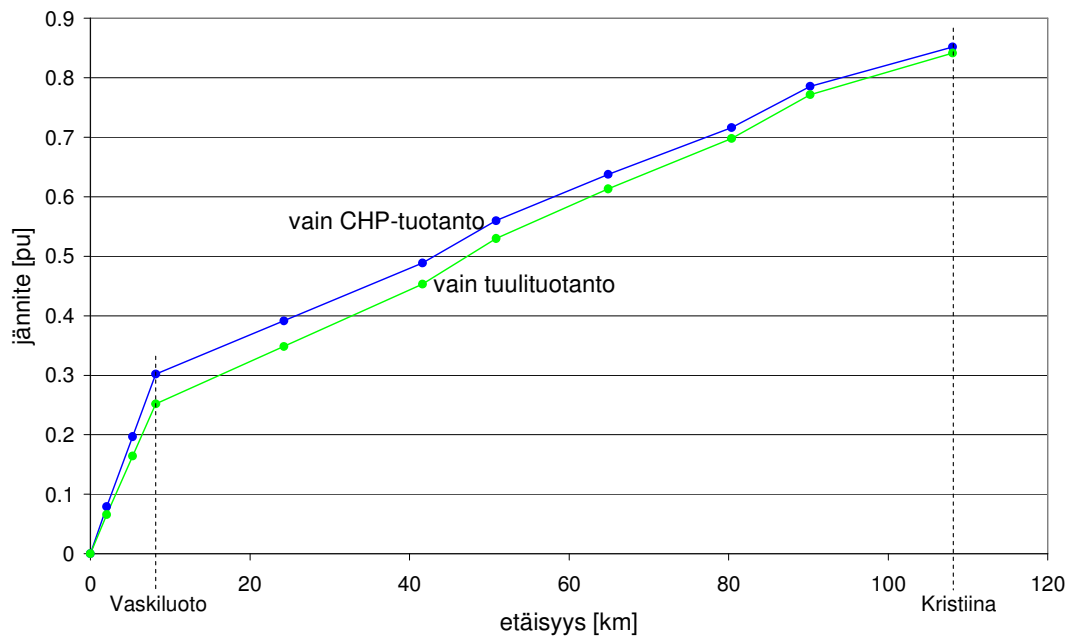
Kuvassa 8.4 on esitetty Vaskiluodon jännite ajan funktiona, kun Tuovilan ja Vaskiluodon välisen 110 kV yhteyden puoliväliin asetetaan 3-vaiheinen 100 ms vika. Kuvassa 8.4 sininen katkoviiva kuvaa Vaskiluodon jännitettä, kun alueen tuotantolaitoksista vain sähkön- ja lämmön yhteistuotantolaitos on kytketty verkkoon. Vihreällä viivalla on kuvattu Vaskiluodon jännitteen käyttäytyminen, kun vain tuulipuisto on kytketty verkkoon.



Kuva 8.4 Vaskiluodon jännite ajan funktiona, kun Tuovilan ja Vaskiluodon väliselle 110 kV yhteydelle asetetaan 3-vaiheinen 100 ms vika

Kuvasta 8.4 nähdään, että jännite laskee vian aikana alemmas, kun verkkoon on kytkettynä vain tuulipuisto, verrattuna tilanteeseen, jossa verkkoon on kytketty vain CHP-laitos. Toisin sanoen tuulipuisto ei kykene vian aikana tukemaan jännitettä yhtä hyvin kuin CHP-laitos. Kun verkkoon on kytkettynä vain CHP-laitos, on Vaskiluodon jännite vian aikana noin 0,3 pu, ja vain tuulipuiston ollessa verkossa vian aikainen jännite on noin 0,25 pu, joten ei voida kuitenkaan puhua merkittävästä erosta.

Kuvassa 8.5 on esitetty jännite vian alkaessa etäisyyden funktiona vikapaikasta katsottuna. Vikapaikkana on käytetty Vaskiluodon ja Tuovilan välisen 110 kV yhteyden puoliväliä. Kuvassa 8.5 vikapaikka on origossa, ja etäisyys kasvaa vikapaikasta katsottuna seuraavaa 110 kV johtoreittiä pitkin: Vikapaikka-Vaskiluoto-Kristiina (ks. kuva 8.3).



Kuva 8.5 Jännite vian alkaessa etäisyyden funktiona, kun vika on asetettuna Tuovilan ja Vaskiluodon väliselle 110 kV yhteydelle

Kuvasta 8.5 nähdään, että suurin ero vian aikaisissa jännitteissä on Vaskiluodon kohdalla, missä sijaitsevat tuulipuiston kantaverkon liittymispiste ja vertailutapauksena käytettävä CHP-laitos. Etäännyttäessä vikapaikasta jännitteiden välinen ero tasoittuu, kun Vaskiluotoon liitetyn tuotannon vaikutus verkon jännitteeseen vähenee. Kristiinan kohdalla, missä sijaitsee tarkasteltavaa 110 kV johtoreittiä pitkin kuljettaessa seuraava 400/110 kV muuntoasema, ero on jo miltei tasoittunut ja jännitteet ovat lähes yhtä suuret.

Vikapaikan ollessa Tuovilassa ovat jännitteet verkossa samansuuntaiset kuin vian ollessa Vaskiluodon ja Tuovilan välisen 110 kV yhteyden puolivälissä. Verkon jännite etäisyyden funktiona vikapaikasta (Tuovila) katsottuna on esitetty liitteessä 5. Sen sijaan vikapaikan ollessa Vaskiluodossa, ovat verkon jännitteet ymmärrettävästi riippumattomia Vaskiluotoon kytketystä tuotannosta, koska tällöin koko verkko on vian takana eivätkä Vaskiluotoon liitetyt tuotantolaitokset kykene tukemaan verkon jännitettä vian yli.

Tuulipuistot on yleensä toteutettu siten, että jännitetasoa nostetaan portaittaisesti generaattorin jänniteportaalta siirtojännitteelle. Lisäksi tarkasteltu Tuovilan

merituulipuisto sijaitsee 30 km etäisyydellä kantaverkon liittymispisteestä, joten tuuligeneraattoreiden näkemä verkon impedanssi on suurempi kuin vertailukohteena käytettävän CHP-laitoksen generaattorin näkemä impedanssi. Esimerkiksi Tuovilan tuulipuiston kohdalla jokaisen generaattorin ja kantaverkon liittymispisteen välissä on 3,3/33 kV muuntaja, puiston sisäinen verkko eli ns. collector system, 33/110 kV muuntaja sekä 30 km kaapeliyhteys. Sen sijaan CHP-laitoksen kohdalla generaattorin ja verkon välissä on vain yksi muuntaja. Tällöin erot vian aikaisissa verkon jännitteissä voitaisiin perustella johtuvan tuuligeneraattoreiden ja liittymispisteen välissä tapahtuvilla jännitehäviöillä. Asettamalla epätodennukaisesti ekvivalenttituuligeneraattorin ja liittymispisteen väliin vain yksi muuntaja ja poistamalla puiston sisäisen verkon sekä kaapeliyhteyden vaikutus, voitiin kuitenkin todeta, että kyseisillä jännitehäviöillä on vain minimaalinen vaikutus verkossa näkyviin jännitteisiin. Toisin sanoen erot vian aikaisissa verkon jännitteissä johtuvat tuulivoimaloiden kaksoissyötettyjen epätahtigeneraattorien ja CHP-laitoksen tahtigeneraattorin erilaisista ominaisuuksista.

### 8.3 Yhteenveto alueellisista tarkasteluista

Alueellisissa tarkasteluissa Tuovilan alueverkkoon liitettiin 260 MW tuulivoimaa. Tehonjakotarkasteluilla havaittiin, että (n-1)-kriteeri toteutuu kaikilla tarkasteluilla tehonjakotapauksilla. Tarkasteltaviksi tehonjakotapauksiksi oli valittu tyypillisten tilanteiden lisäksi verkon kannalta vaikeampia, mutta harvemmin esiintyviä tilanteita. Dynamiikkatarkasteluilla havaittiin, että tuulipuiston käyttäytyminen vian aikana ei eroa merkittävästi vertailutapauksena käytettävän CHP-laitoksen käytöksestä. Täten voidaan sanoa, että tarkasteluissa ei havaittu estettä 260 MW tuulivoiman liittämiseksi Tuovilan alueen 110 kV verkkoon. Tämä tukee luvun 7 liityntätarkastelujen yhteydessä esitettyä 300 MW raja-arvoa, jota suurempia tuulipuistoja ei kannata liittää 110 kV verkkoon.

## 9 Taajuusvastetarkastelut

Taajuusvastetarkasteluissa on tarkoitus simuloida laajamittaisen tuulivoimatuotannon vaikutusta järjestelmän taajuusvasteeseen, kun suuri tuotantoyksikkö irtoaa verkosta. Kuvassa 3.1 on esitetty järjestelmän taajuuden periaatteellinen käyttäytyminen kuormituksen lisäyksen tai tuotannon vähenemisen jälkeen. Kappaleessa 4.1.3 on puolestaan pohdittu, kuinka tuulivoimatuotanto vaikuttaa järjestelmän taajuuden säätövoimaan ja tätä kautta myös taajuuskuopan syvyyteen suuren tuotantoyksikön irrotessa verkosta.

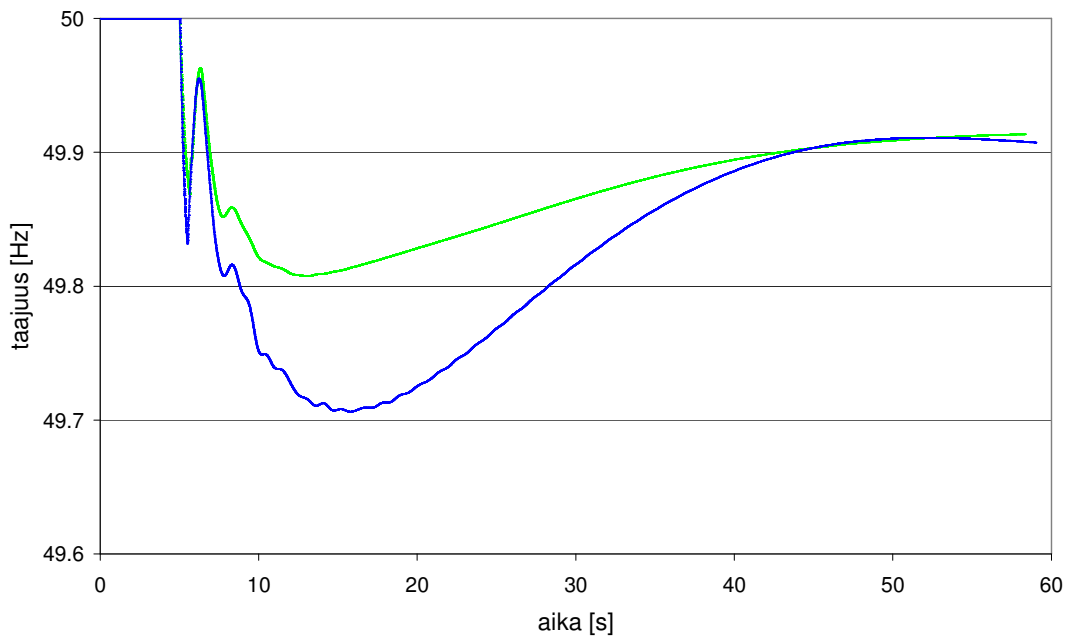
### 9.1 Tarkastelujen toteuttaminen

Tarkasteluissa käytetään tuulivoimaskenaariota, jossa asennettua tuulivoimakapasiteettia Suomessa on 7320 MW. Vertailutapauksena käytetään tehonjakotilannetta, jossa tuulivoimatuotanto on korvattu lämpö- ja vesivoimalla. Muuten käytettävät tehonjakotilanteet ovat samanlaiset. Molemmissa tapauksissa järjestelmän kokonaistuotantoteho on noin 10 500 MW ja kokonaiskuorma on myös noin 10 500 MW. Tuulivoimatapauksessa kokonaistuotannosta on noin 3000 MW tuulivoimaa. Tarkemmat tiedot tehonjakotilanteista on esitetty liitteessä 6.

Taajuuskuoppa aiheutetaan pudottamalla Olkiluoto 2 -voimalaitos (870 MW) verkosta.

## 9.2 Tulokset

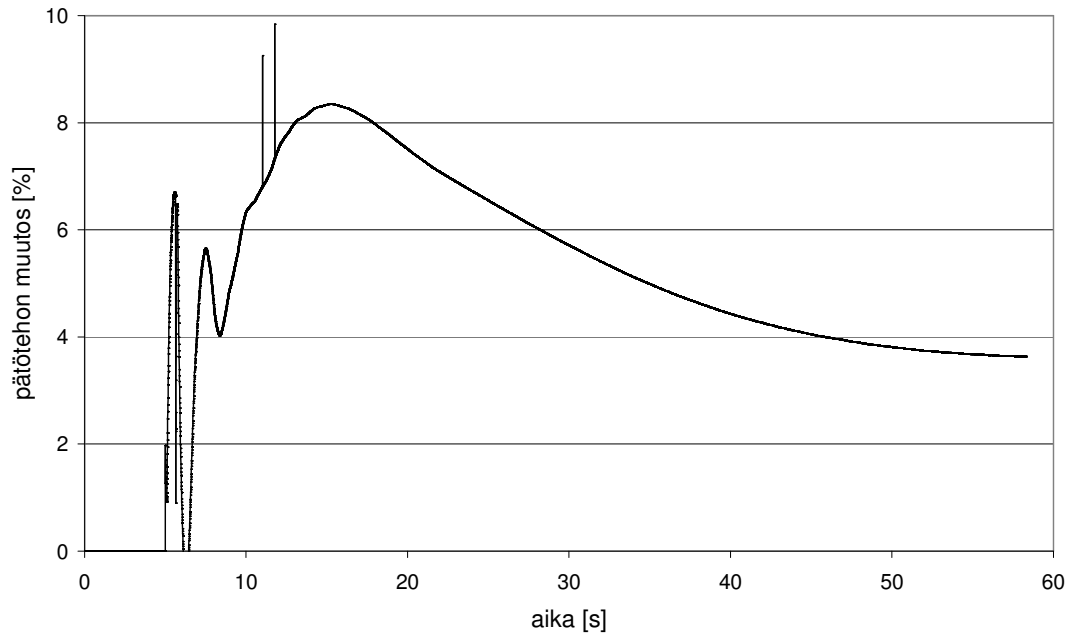
Kuvassa 9.1 on esitetty verkon taajuuden käyttäytyminen ajan funktiona, kun hetkellä  $t=5$  s Olkiluoto 2 -voimalaitos irrotetaan verkosta. Vihreällä viivalla on kuvattu tilanne, jossa verkossa on merkittävä määrä tuulivoimatuotantoa. Sinisellä viivalla on puolestaan kuvattu tilanne, jossa tuulivoimatuotanto on korvattu lämpö- ja vesivoimalla.



Kuva 9.1 Verkon taajuus ajan funktiona Olkiluoto 2:sen irrotesa (hetkellä  $t=5$  s) verkosta, kun verkossa on merkittävä määrä tuulivoimatuotantoa (vihreä) sekä, kun tuulivoimatuotanto on korvattu perinteisellä tuotannolla (sininen)

Kuvasta 9.1 nähdään, että simulointien mukaan taajuus laskee alemmas tilanteessa, jossa tuulivoimatuotanto on korvattu perinteisellä tuotannolla. Tämä tulos ei ole johdonmukainen kappaleessa 4.1.3 esitettyjen tietojen kanssa. Kappaleessa 4.1.3 todettiin, että toisin kuin lämpö- ja vesivoimalat DFIG-tekniikalla toteutetut tuulivoimalat eivät ilman lisäsäätöä vaikuta järjestelmän luontaiseen taajuudensäätövoimaan. Tällöin taajuusvasteen pitäisi olla jäykempi, tilanteessa, jossa tuulivoimatuotanto on korvattu lämpö- ja vesivoimalla. Kuvan 9.1 simulointitulos ei siis voi vastata todellisuutta.

Kuvassa 9.2 on esitetty Pikkaralan tuulipuiston (ks. kuva 6.2) pätötehon suhteellinen muutos ajan funktiona Olkiluoto 2 -voimalaitoksen irrotessa verkosta hetkellä  $t=5$  s.

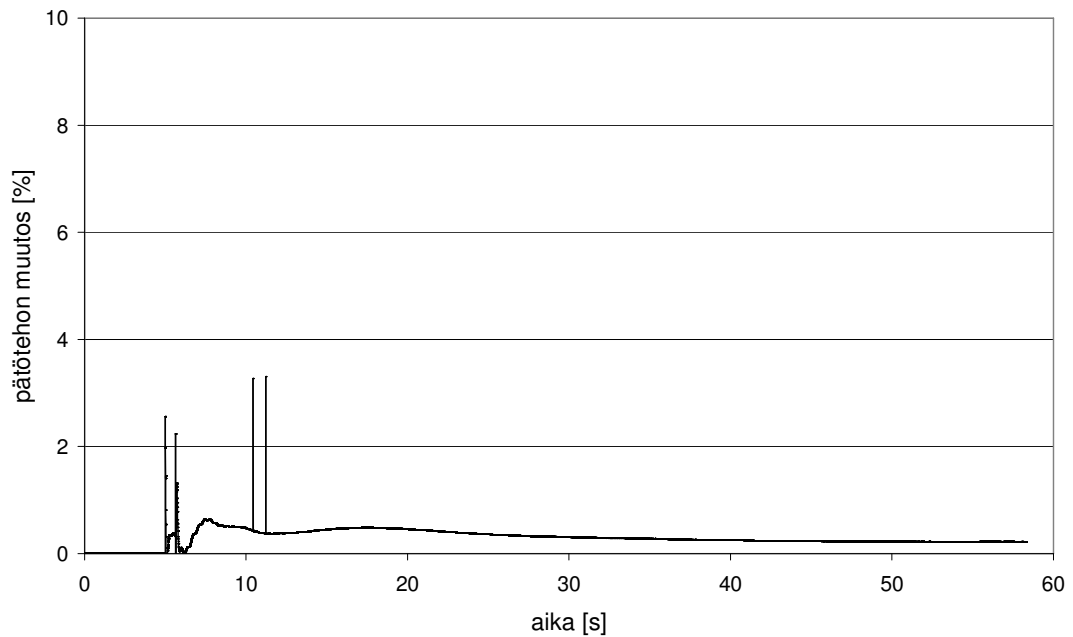


Kuva 9.2 Pikkaralan tuulipuiston pätötehon suhteellinen muutos ajan funktiona Olkiluoto 2:sen irrotessa (hetkellä  $t=5$  s) verkosta

Kuvasta 9.2 nähdään, että tuulipuiston pätötehon tuotanto kasvaa merkittävästi, vaikka tuulen nopeus on asetettu vakioksi. Tämä ei vastaa kappaleessa 4.1.3 esitettyjä asioita. Kyseisessä kappaleessa esitettiin, että DFIG-tuuligeneraattorien vaste järjestelmän kokonaistuotantotehon vähenemiseen pitäisi olla lähes olematon, ellei generaattorien säätöjä ole erikseen suunniteltu siten, että generaattorit vastaisivat verkon taajuuden muutoksiin muuttamalla sähkötehoaan. Tässä työssä käytetyn tuulivoimalan mallin säätöjä ei ole suunniteltu kyseisellä tavalla, joten on todettava, että malli ei ole toiminut suunnitellulla tavalla kyseisessä simulointitapauksessa. Lisäksi kuvan 9.2 kaltainen vaste on oleellisesti liian suuri ollakseen todellista tilannetta vastaava riippumatta generaattorien säätötavasta. Mallin virheellisestä toiminnasta kertoo myös pätötehon tuotantoon jäävä pysyvä poikkeama.



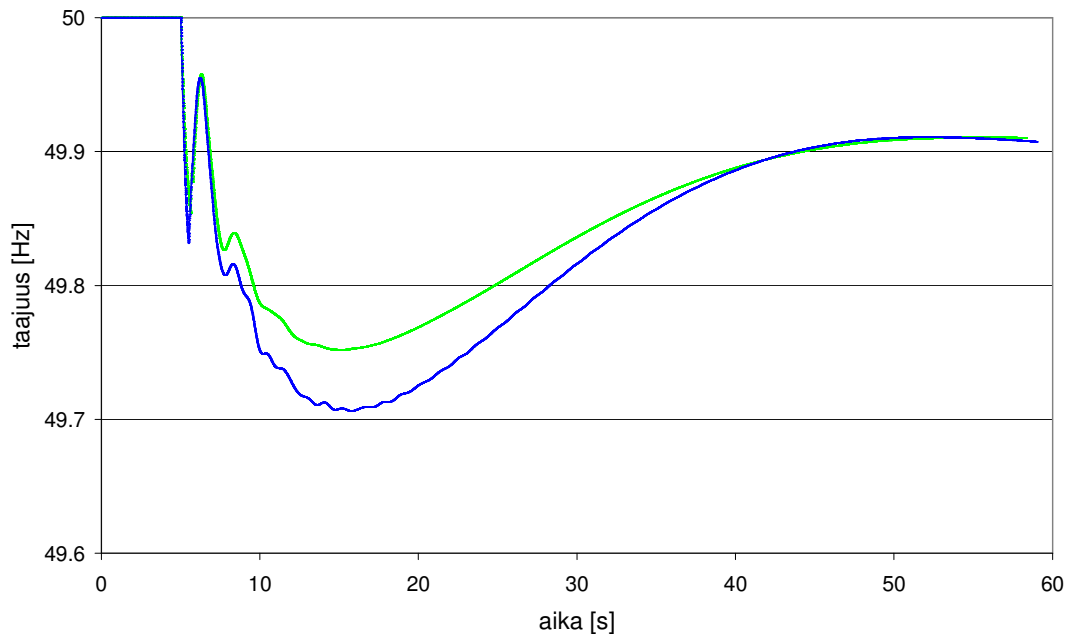
Tuulivoimalamallin toimintaa voidaan korjata oikeaan suuntaan nostamalla konvertterimallin (ks. kappale 5.3.3) vaihelukitun silmukan (PLL) vahvistuskerrointa  $K_{pll}$  30:sta 150:een (Vittal 2007). Kuvassa 9.3 on esitetty Pikkaralan tuulipuiston pätötehon suhteellinen muutos ajan funktiona Olkiluoto 2 -voimalaitoksen irrotessa verkosta hetkellä  $t=5$  s, kun PLL:n vahvistuskerroin  $K_{pll}=150$ .



Kuva 9.3 Pikkaralan tuulipuiston pätötehon suhteellinen muutos ajan funktiona Olkiluoto 2:sen irrotessa (hetkellä  $t=5$  s) verkosta, kun konvertterimallin vaihelukitun silmukan vahvistuskerroin  $K_{pll}=150$

Kuvasta 9.3 nähdään, että nostamalla PLL:n vahvistuskerrointa DFIG-generaattorien vaste pienenee, mutta edelleen pätötehon tuotanto kasvaa havaittavasti. Lisäksi pätötehon tuotantoon jää yhä pysyvä poikkeama.

Kuvassa 9.4 on esitetty koko voimajärjestelmän vaste kokonaistuotantotehon vähenemiseen, kuten kuvassa 9.1, mutta tuulivoimatuotannon kohdalla  $K_{pll}$  on asetettu 150:een.



Kuva 9.4 Verkon taajuus ajan funktiona Olkiluoto 2:sen irrotessa (hetkellä  $t=5$  s) verkosta, kun verkossa on merkittävä määrä tuulivoimatuotantoa ja  $K_{pll}=150$  (vihreä) sekä, kun tuulivoimatuotanto on korvattu perinteisellä tuotannolla (sininen)

Kuvasta 9.4 nähdään, että voimajärjestelmän vaste tuulivoimatuotantotapauksessa (vihreä) on muuttunut oikeaan suuntaan konvertterin vahvistuskertoimen uudelleen asettelun myötä, mutta vaste on edelleen jäykempi kuin vertailutapauksessa.

Konvertterin vahvistuskertoimen uudelleen asettelun myötä DFIG-generaattorien vaste verkon taajuuden muutokseen saatiin lähestymään haluttua. Kuitenkin pätötehon kasvu oli edelleen havaittavissa ja siihen jäi yhä pysyvä poikkeama. Tämä tarkoittaa sitä, että vaikka konvertterin vahvistuskertoimen asettelua muuttamalla saadaan tuulivoimalamallin vaste lähenemään haluttua, ei sillä varsinaisesti pystytä korjaamaan mallin virheellistä toimintaa.

### 9.3 Yhteenveto taajuusvastetarkasteluista

Tuulivoimalan mallia ei saatu toimimaan oikein verkon taajuuden muuttuessa, jolloin merkittävän DFIG-tekniikalla toteutetun tuulivoimatuotannon vaikutusta järjestelmän taajuudensäätöön ei kyetty simuloimaan. Tällöin ainoaksi varsinaiseksi tulokseksi taajuusvastetarkasteluista saatiin, että käytössä ollut GE:n DFIG-tuulivoimalaan perustuva malli toimii virheellisesti simuloinneissa, joissa verkon taajuus poikkeaa nimellisestä.

## 10 Pohdinta ja johtopäätökset

Tuulipuistojen liityntätarkasteluissa vahvistettiin Suomen nykyistä kantaverkkoa etenkin länsirannikolla. Toisaalta tarkasteluissa käytetyissä tuulivoimaskenaarioissa oli Suomen nykyiseen tuulivoimakapasiteettiin nähden monikymmenkertainen määrä tuulivoimaa, jolloin voidaan pohtia tällaisten skenaarioiden toteutumisen mahdollisuutta lähitulevaisuudessa. Tässä työssä ei kuitenkaan ollut tarkoitus ottaa kantaa Suomen tuulivoimatuotannon kehittymiseen, vaikka käytetyt tuulivoimaskenaariot pohjautuvatkin todelliseen tuulivoimapotentialiin.

Tässä työssä tutkittiin nimenomaan millaisia vaikutuksia tietyn kokoisella tuulivoimatuotannon lisäyksellä on Suomen sähkövoimajärjestelmään ja siihen tehtäviin investointeihin. Tutkimuksen tuloksena saadut investointikustannukset olivat samansuuntaisia kuin Iso-Britannian, Alankomaiden, Portugalin ja Saksan kansallisten tutkimusten tulokset, vaikka kyseiset tulokset eivät varsinaisesti olekaan vertailukelpoisia. Ymmärrettävästi eri maiden verkot ovat erilaiset, jolloin tulosten suora vertailu ei ole mielekästä. Tuloksiin vaikuttaa myös oleellisesti tuulivoimatuotannon sijoittaminen olemassa olevaan verkkoon nähden. Lisäksi verkkoinvestointikustannusten kasvu ei ole luonteeltaan jatkuvaa, vaan monesti tietyn siirtomäärän ylittyminen johtaa suureen kertaluonteiseen investointitarpeeseen.

Liityntätarkastelujen tuloksena saatiin, että alle 300 MW:n tuulipuisto on mahdollista liittää 400/110 kV -muuntoasemalle 110 kV jänniteportaaseen. Tätä suuremmat puistot on liitettävä suuremmalle jännitetasolle. Kuitenkin tuulipuistojen, kuten muidenkin voimalaitosten kantaverkkoliityntöjä suunniteltaessa on yleisesti otettava huomioon sekä nykyinen tilanne alueverkossa että mahdolliset tulevaisuuden muutokset, kuten uusien voimalaitosten liittäminen.

Alueellisissa tarkasteluissa liitettiin 260 MW tuulivoimaa Tuovilan alueverkkoon. Tuovilan alueella on ennestään merkittävää sähkön tuotantoa liitettynä 110 kV verkkoon, jolloin siirtoyhteydet ovat hyvät eikä tuulipuiston liittäminen tuottanut ongelmia tehonjaon kannalta. Alueellisissa dynamiikkatarkasteluissa ei havaittu merkittävää eroa DFIG-tuulipuiston ja vertailutapauksena käytetyn tahtigeneraattorin

vaikutuksesta jännitekuopan leviämiseen 110 kV verkossa. Tuulivoimalan mallin toiminta vikatilanteessa herätti kuitenkin epäilyjä. Todellisuudessa vanhemmat DFIG-tuuligeneraattorit irtoavat lähes välittömästi verkon vikatilanteessa laiterikon välttämiseksi. Verkkoon liittymisehtojen toteuttamiseksi nykyiset DFIG-tuuligeneraattorit on varustettu roottorikäätymisen oikosulkevalla piirillä, jolloin vikatilanteessa generaattori käyttäytyy kuten tavallinen epätahtigeneraattori. Epäselväksi jäi onko tämä otettu huomioon käytetyssä tuulivoimalan mallissa, jolloin alueellisista dynamiikkasimuloinneista saatujen tulosten oikeellisuudesta ei ole takeita. Taajuusvastetarkastelut vahvistivat epäilyjä käytetyn tuulivoimalan mallin toiminnan epävarmuudesta. Mallia ei saatu toimimaan oikein verkon taajuuden muuttuessa.

Tuulivoimalamallien kohdalla on todettava, että vaikka useita eri valmistajien voimaloihin perustuvia malleja on olemassa ja eräitä jopa yleisesti saatavilla, ei PSS/E:n kanssa yhteensopivan sekä oikein toimivan mallin löytäminen tietyille tuuligeneraattorityypille ole itsestään selvää. Mallien toimintaa on pyritty validoimaan vertaamalla simuloimalla saatuja tuloksia oikean voimalan mittaustuloksiin, mutta vaikka mallin toiminta vastaisi tietyissä tilanteissa mittaustuloksia, ei tämä välttämättä tarkoita sitä, että näin olisi kaikissa tilanteissa. Tärkeää olisikin, että jatkotutkimuksissa käytettäisiin malleja, joiden toiminta on validoitua tutkimuksen kannalta olennaisissa tilanteissa.

## Lähdeluettelo

- ABB. 1999. Lehdistötiedote.  
<http://www.abb.com/cawp/seitp202/C1256C290031524B422567FA005AE85F.aspx>, viitattu 27.6.2007
- Ackermann T. et al. 2005. Wind Power in Power Systems. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Incorporated. 745 s.
- Akhmatov V. 2003. Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power. PhD Thesis. Technical University of Denmark.
- Danish Wind Industry Association. 2003.  
<http://www.windpower.org/en/tour/econ/index.htm>, viitattu 12.9.2007
- Dong Energy. 2007. Horns Rev offshore wind farm.  
[http://www.hornsrev.dk/Engelsk/default\\_ie.htm](http://www.hornsrev.dk/Engelsk/default_ie.htm), viitattu 30.11.2007
- Elovaara J., Laiho Y. 1988. Sähkölaitostekniikan perusteet. Toinen korjattu painos. Otakustantamo. 487 s.
- Etelä-Pohjanmaan Voima Oy. 2007. Voimalaitokset.  
<http://www.epv.fi/Default.aspx?id=303969>, viitattu 27.6.2007
- European Wind Energy Association. 2004. Wind Energy – The Facts, Volume 2, Costs & Prices. 2004.  
[http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/publications/WETF/Facts\\_Volume\\_2.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Volume_2.pdf), viitattu 12.9.2007
- European Wind Energy Association. 2007. Annual report 2006.  
[http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/publications/reports/ewea-report2006.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/ewea-report2006.pdf), viitattu 30.11.2007

- Fingrid. 2007. Fingrid Oyj:n voimansiirtoverkko.  
<http://www.fingrid.fi/attachments/fi/yritys/kantaverkko/kantaverkko2007.pdf>,  
viitattu 10.12.2007
- Global Wind Energy Council. 2007. Global Wind 2006 report.  
[http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/gwec-2006\\_final\\_01.pdf](http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/gwec-2006_final_01.pdf), viitattu 30.11.2007
- Green Net – EU27. 2006. Synthesis of results on a comparison of different RES-E grid integration case studies in EU Member States. Copenhagen, 12.12.2006.  
<http://www.optres.fhg.de/events/workshop-2006-10-12/Copenhagen/GreenNet-EU27%2020061212%20L%20H%20Nielsen.pdf>, viitattu 22.11.2007
- Haarla L. 2006. Luento TKK. S-18.3200 Sähkönsiirtojärjestelmät 1. Luento 6: Siirtoverkon suojausasioita. [http://powersystems.tkk.fi/opinnot/S-18.3200/Luento06\\_suojaus.pdf](http://powersystems.tkk.fi/opinnot/S-18.3200/Luento06_suojaus.pdf), viitattu 2.8.2007
- Holttinen H. 2007. Tuulivoiman tuotantotilastot vuosiraportti 2006. VTT working papers 80. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2007/W80.pdf>, viitattu 30.11.2007
- Holttinen H. et al. 2007. IEA WIND Task 25 - Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power. State-of-the-art report. VTT working papers 82. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2007/W82.pdf>, viitattu 5.12.2007
- International Workshop on Wind Power. 2006. Conference paper. Delft, the Netherlands, 26-28.10.2006.
- Kazachkov Y., Stapleton S., Patil K. 2005. PSS/E Wind Modeling User Guide. Siemens.
- Kontkanen T. 2006. Suuren tuulivoimatuotannon dynaamisia vaikutuksia sähköverkkoon. Diplomityö. TKK.

- Lalor G., Mullane A., O'Malley M. 2005. Frequency Control and Wind Turbine Technologies. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 4, November 2005.
- Länsi-Suomen ympäristökeskus. 2004. Ympäristölupapäätös.  
<http://www.ymparisto.fi/download.asp?contentid=18472&lan=fi>, viitattu 27.6.2007
- Matilainen J. 2007. Luento TKK. S-18.3201 Sähkönsiirtojärjestelmät 2. Tuulivoima.
- Miller N., Price W., Sanchez-Gasca J. 2007. CIGRE Technical Brochure on Modeling and Dynamic Behavior of Wind Generation as it Relates to Power System Control and Dynamic Performance. Appendix B. Dynamic Model of GE's 1.5 and 3.6 MW Wind Turbine Generators – Model Structure, Simulation Results, and Model Validation
- Morren J., de Haan S., Kling W., Ferreira J. 2006. Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 1, February 2006.
- Mörsky J., Mörsky J. 1994. Voimalaitosten yhteiskäytön tekniikka. Otatieto Oy. 300 s.
- Nordic Grid Code. 2007. Nordic collection of rules.  
<http://www.nordel.org/content/default.asp?pagename=openfile&DocID=4948>, viitattu 13.12.2007
- Pirelli, ABB. 2004. Cape Wind Associates LLC. 115 kV Solid Dielectric Submarine Cable. Section 6 – Technical Specifications.  
<http://www.mms.gov/offshore/PDFs/CWFiles/120.pdf>, viitattu 8.12.2007
- Pourbeik P. et al. 2007. CIGRE Technical Brochure on Modeling and Dynamic Behavior of Wind Generation as it Relates to Power System Control and Dynamic Performance.



- U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy. 2007. Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2006. <http://www.nrel.gov/docs/fy07osti/41435.pdf>, viitattu 12.9.2007
- Vattenfall. 2007. Horns Rev offshore wind farm. [http://www.vattenfall.com/www/vf\\_com/vf\\_com/365787ourxc/366203opera/555848newpo/557004biofu77761/557004biofu/index.jsp](http://www.vattenfall.com/www/vf_com/vf_com/365787ourxc/366203opera/555848newpo/557004biofu77761/557004biofu/index.jsp), viitattu 30.11.2007
- Vittal E. 2007. Sähköpostikeskustelu Eknath Vittalin kanssa 20.11.2007.
- VTT. 2007. Uutiset: 28.09.2007 - Suomen tuulivoimakapasiteetti nyt yli 100 MW. <http://www.vtt.fi/uutta/2007/20070928.jsp>, viitattu 30.11.2007

## Liite 1: Voimajärjestelmät tilat liityntätarkasteluissa

Taulukko 1. Voimajärjestelmän tila 5,5 TWh:n tuulivoimaskenaariossa

	MW
<b>Kokonaistuotanto</b>	<b>13740</b>
Ydin	4170
Lauhde	1300
CHP	5790
Vesi	1370
Tuuli	960
<b>Kokonaiskuorma</b>	<b>14950</b>
Tuonti Ruotsista AC	1230
Tuonti Ruotsista DC	-1350
Tuonti Venäjä yht.	1370
Estlink	230
Siirto-P1 etelään	1130

Taulukko 2. Voimajärjestelmän tila 22 TWh:n tuulivoimaskenaariossa

	MW
<b>Kokonaistuotanto</b>	<b>8970</b>
Ydin	2590
Lauhde	0
CHP	1770
Vesi	1580
Tuuli	2830
<b>Kokonaiskuorma</b>	<b>7950</b>
Tuonti Ruotsista AC	-1030
Tuonti Ruotsista DC	-1350
Tuonti Venäjä yht.	1300
Estlink	230
Siirto-P1 etelään	810

## Liite 2: Verkkovahvistusten investointikustannukset

Taulukko 3. Verkkovahvistusten kustannukset 5,5 TWh:n ja 2000 MW:n tuulivoimaskenaariossa

Johdot	Kustannus / km	Johdon pituus (km)	Investointi kustannus
400kV Meripori - Kristiina	220 000 €	122	26 840 000 €
400kV Kristiina - Tuovila	220 000 €	101	22 220 000 €
400kV Tuovila - Seinäjoki	220 000 €	54	11 880 000 €
400kV Petäjäskoski - Keminmaa	220 000 €	63	13 860 000 €
220kV Petäjäskoski - Valajaskoski	130 000 €	20	2 600 000 €
220kV Valajaskoski - Isoniemi	130 000 €	131	17 030 000 €
220kV Isoniemi - Vajukoski	130 000 €	86	11 180 000 €
<b>Yhteensä</b>			<b>105 610 000 €</b>

Verkkomuuntajat ja reaktorit	Muuntaja	Reaktori	Investointi kustannus
400/110/21kV Kristiina	4 000 000 €	250 000 €	4 250 000 €
400/110/21kV Tuovila	4 000 000 €	250 000 €	4 250 000 €
220/110/21kV Isoniemi	1 500 000 €	250 000 €	1 750 000 €
<b>Yhteensä</b>			<b>10 250 000 €</b>

Tuulimuuntajat ja reaktorit	Muuntaja	Reaktori	Investointi kustannus
400/110/21kV Ulvila	2 000 000 €	0 €	2 000 000 €
400/110/21kV Kristiina	2 000 000 €	0 €	2 000 000 €
<b>Yhteensä</b>			<b>4 000 000 €</b>

Katkaisijakentät (tuulipuistojen liittyminen)	Investointi kustannus
400kV Ulvila	2 000 000 €
400kV Kristiina	2 000 000 €
<b>Yhteensä</b>	<b>4 000 000 €</b>

Katkaisijakentät (verkkovahvistukset)	Investointi kustannus
400kV Meripori (lähtö Kristiina)	2 000 000 €
400kV Kristiina (lähtö Meripori)	2 000 000 €
400kV Kristiina (lähtö Tuovila)	2 000 000 €
400kV Kristiina (muuntaja)	2 000 000 €
400kV Tuovila (lähtö Kristiina)	2 000 000 €
400kV Tuovila (lähtö Seinäjoki)	2 000 000 €
400kV Tuovila (muuntaja)	2 000 000 €
400kV Keminmaa (lähtö Petäjäskoski)	2 000 000 €
400kV Petäjäskoski (lähtö Keminmaa)	2 000 000 €
220kV Petäjäskoski (lähtö Valajaskoski)	1 000 000 €
220kV Valajaskoski (lähtö Petäjäskoski)	1 000 000 €
220kV Valajaskoski (lähtö Isoniemi)	1 000 000 €
220kV Isoniemi (lähtö Valajaskoski)	1 000 000 €
220kV Isoniemi (lähtö Vajukoski)	1 000 000 €
220kV Isoniemi (muuntaja)	1 000 000 €
220kV Vajukoski (lähtö Isoniemi)	1 000 000 €
<b>Yhteensä</b>	<b>25 000 000 €</b>

Kaikki yhteensä	140 860 000 €	per MW
<b>Kaikki yhteensä</b>	<b>8 000 000 €</b>	<b>4 000 €</b>
<b>Kaikki yhteensä</b>	<b>148 860 000 €</b>	<b>74 430 €</b>

= arvioituun tulevaisuuden verkkoon tarvittavat verkkovahvistukset

= tuulituotannon aiheuttamat verkkovahvistukset edellisten lisäksi

= kaikki tehdyt vahvistukset yhteensä

Taulukko 4. Verkkovahvistusten kustannukset 22 TWh:n ja 7320 MW:n  
tuulivoimaskenaariossa

<b>Johdot</b>	Kustannus / km	Johdon pituus (km)	Investointi kustannus
400kV Meripori - Kristiina	220 000 €	122	26 840 000 €
400kV Kristiina - Tuovila	220 000 €	101	22 220 000 €
400kV Tuovila - Seinäjoki	220 000 €	54	11 880 000 €
400kV Petäjäskoski - Keminmaa	220 000 €	63	13 860 000 €
220kV Petäjäskoski - Valajaskoski	130 000 €	20	2 600 000 €
220kV Valajaskoski - Isoniemi	130 000 €	131	17 030 000 €
220kV Isoniemi - Vajukoski	130 000 €	86	11 180 000 €
<b>Yhteensä</b>			<b>105 610 000 €</b>
400kV Tuovila - Ventusneva	220 000 €	112	24 640 000 €
400kV Ventusneva - Pyhänselkä	220 000 €	192	42 240 000 €
400kV Pyhänselkä - Raasakka	220 000 €	70	15 400 000 €
400kV Raasakka - Keminmaa	220 000 €	70	15 400 000 €
400kV Pyhänselkä - 400/110kV muunto	220 000 €	30	6 600 000 €
220kV Pyhäkoski - 220/110kV muunto	130 000 €	30	3 900 000 €
<b>Yhteensä</b>			<b>108 180 000 €</b>

<b>Verkkomuuntajat ja reaktorit</b>	Muuntaja	Reaktori	Investointi kustannus
400/110/21kV Kristiina	4 000 000 €	250 000 €	4 250 000 €
400/110/21kV Tuovila	4 000 000 €	250 000 €	4 250 000 €
220/110/21kV Isoniemi	1 500 000 €	250 000 €	1 750 000 €
<b>Yhteensä</b>			<b>10 250 000 €</b>
400/110/21kV Ventusneva	4 000 000 €	250 000 €	4 250 000 €
<b>Yhteensä</b>			<b>4 250 000 €</b>

<b>Tuulimuuntajat ja reaktorit</b>	Muuntaja	Reaktori	Investointi kustannus
400/110/21kV Sallee	4 000 000 €		4 000 000 €
400/110/21kV Raasakka	4 000 000 €	250 000 €	4 250 000 €
400/110/21kV Pyhänselkä 1	4 000 000 €		4 000 000 €
400/110/21kV Pyhänselkä 2	4 000 000 €		4 000 000 €
400/110/21kV Pyhänselkä 3	4 000 000 €		4 000 000 €
400/110/21kV Pikkarala 1	4 000 000 €		4 000 000 €
400/110/21kV Pikkarala 2	4 000 000 €		4 000 000 €
400/110/21kV Pikkarala 3	4 000 000 €		4 000 000 €
220/110/21kV Pyhäkoski 1	1 500 000 €		1 500 000 €
220/110/21kV Pyhäkoski 2	1 500 000 €		1 500 000 €
400/110/21kV Tuovila 1	4 000 000 €		4 000 000 €
400/110/21kV Tuovila 2	4 000 000 €		4 000 000 €
400/110/21kV Kristiina 1	4 000 000 €		4 000 000 €
400/110/21kV Kristiina 2	4 000 000 €		4 000 000 €
400/110/21kV Kristiina 3	4 000 000 €		4 000 000 €
400/110/21kV Meripori	4 000 000 €		4 000 000 €
400/110/21kV Olkiluoto	4 000 000 €		4 000 000 €
400/110/21kV Inkoo 1	4 000 000 €		4 000 000 €
400/110/21kV Inkoo 2	4 000 000 €		4 000 000 €
400/110/21kV Espoo 1	4 000 000 €		4 000 000 €
400/110/21kV Espoo 2	4 000 000 €		4 000 000 €
<b>Yhteensä</b>			<b>79 250 000 €</b>

Katkaisijakentät (tuulipuistojen liittyminen)	Investointi kustannus
400kV Sallee	2 000 000 €
400kV Raasakka	2 000 000 €
400kV Pyhänselkä 1 (uudella asemalla)	2 000 000 €
400kV Pyhänselkä 2 (uudella asemalla)	2 000 000 €
400kV Pyhänselkä 3 (uudella asemalla)	2 000 000 €
400kV Pyhänselkä	2 000 000 €
400kV Pikkarala 1	2 000 000 €
400kV Pikkarala 2	2 000 000 €
400kV Pikkarala 3	2 000 000 €
220kV Pyhäkoski 1 (uudella asemalla)	1 000 000 €
220kV Pyhäkoski 2 (uudella asemalla)	1 000 000 €
220kV Pyhäkoski	1 000 000 €
400kV Tuovila 1	2 000 000 €
400kV Tuovila 2	2 000 000 €
400kV Kristiina 1	2 000 000 €
400kV Kristiina 2	2 000 000 €
400kV Kristiina 3	2 000 000 €
400kV Meripori	2 000 000 €
400kV Olkiluoto	2 000 000 €
400kV Inkoo 1	2 000 000 €
400kV Inkoo 2	2 000 000 €
400kV Espoo 1	2 000 000 €
400kV Espoo 2	2 000 000 €
<b>Yhteensä</b>	<b>43 000 000 €</b>

Katkaisijakentät (verkkovahvistukset)	Investointi kustannus
400kV Meripori (lähtö Kristiina)	2 000 000 €
400kV Kristiina (lähtö Meripori)	2 000 000 €
400kV Kristiina (lähtö Tuovila)	2 000 000 €
400kV Kristiina (muuntaja)	2 000 000 €
400kV Tuovila (lähtö Kristiina)	2 000 000 €
400kV Tuovila (lähtö Seinäjoki)	2 000 000 €
400kV Tuovila (muuntaja)	2 000 000 €
400kV Keminmaa (lähtö Petäjäskoski)	2 000 000 €
400kV Petäjäskoski (lähtö Keminmaa)	2 000 000 €
220kV Petäjäskoski (lähtö Valajaskoski)	1 000 000 €
220kV Valajaskoski (lähtö Petäjäskoski)	1 000 000 €
220kV Valajaskoski (lähtö Isoniemi)	1 000 000 €
220kV Isoniemi (lähtö Valajaskoski)	1 000 000 €
220kV Isoniemi (lähtö Vajukoski)	1 000 000 €
220kV Isoniemi (muuntaja)	1 000 000 €
220kV Vajukoski (lähtö Isoniemi)	1 000 000 €
<b>Yhteensä</b>	<b>25 000 000 €</b>
400kV Tuovila (lähtö Ventusneva)	2 000 000 €
400kV Ventusneva (lähtö Tuovila)	2 000 000 €
400kV Ventusneva (lähtö Pyhänselkä)	2 000 000 €
400kV Ventusneva (muuntaja)	2 000 000 €
400kV Pyhänselkä (lähtö Ventusneva)	2 000 000 €
400kV Pyhänselkä (lähtö Raasakka)	2 000 000 €
400kV Raasakka (lähtö Pyhänselkä)	2 000 000 €
400kV Raasakka (lähtö Keminmaa)	2 000 000 €
400kV Keminmaa (lähtö Raasakka)	2 000 000 €
<b>Yhteensä</b>	<b>18 000 000 €</b>

Kaikki yhteensä	140 860 000 €	per MW
<b>Kaikki yhteensä</b>	<b>252 680 000 €</b>	<b>34 519 €</b>
<b>Kaikki yhteensä</b>	<b>393 540 000 €</b>	<b>53 762 €</b>

- = arvioitua tulevaisuuden verkkoon tarvittavat verkkovahvistukset  
 = tuulituotannon aiheuttamat verkkovahvistukset edellisten lisäksi  
 = kaikki tehdyt vahvistukset yhteensä

### Liite 3: Merikaapelien ja johtojen sähköiset arvot

Taulukko 5. Tuulipuiston verkkoliitännöissä käytettyjen johtojen sekä kaapelien (Pirelli et al. 2004) sähköisiä arvoja.

Johto	Tyyppi	Kuorm. (MVA)	R ( $\Omega$ /km)	X ( $\Omega$ /km)	B ( $\mu$ F/km)
110kV Ilmajohto	Duck	120	0.096	0.409	0.00894
110kV Ilmajohto	2-Duck	250	0.048	0.3	0.01206
110kV Kaapeli	800 3-v.	120	0.031	0.11304	0.215

Taulukko 6. Ekvivalenttimerikaapelien ja ilmajohtojen laskettuja sähköisiä arvoja

#### Tuulivoimaskenaario: 5,5 TWh, 2000 MW

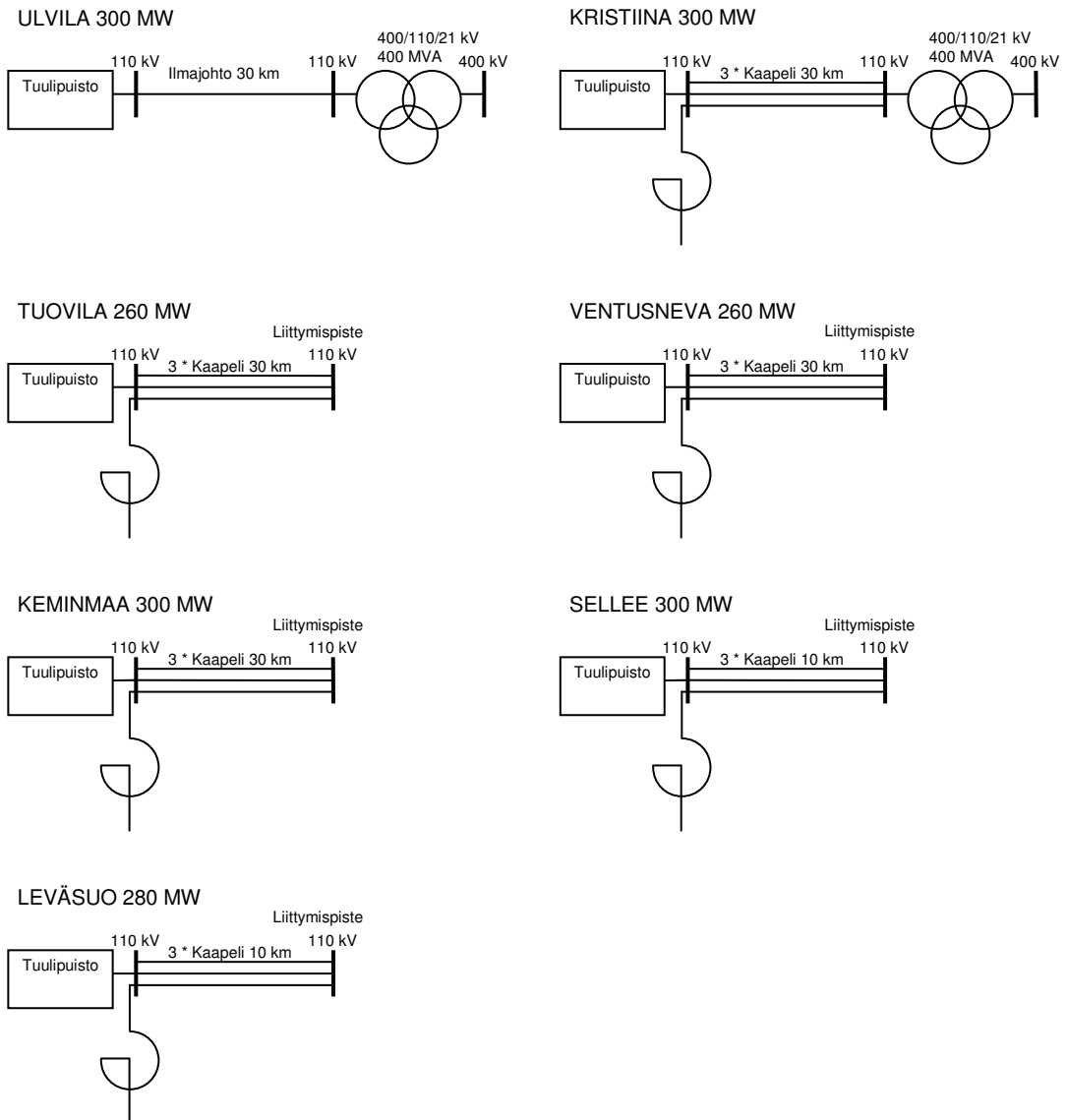
	Kaapeleita		Etäisyys asemalta	Kaapelin				Ilmajohdon			
	nipussa			pituus	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )	B ( $\mu$ F)	pituus	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )	B ( $\mu$ F)
Uvila	0	30		0				30	1.44	9.00	0.36
Kristiina	3	30		30	0.31	1.13	19.35	0			
Tuovila	3	30		30	0.31	1.13	19.35	0			
Ventusneva	3	30		30	0.31	1.13	19.35	0			
Keminmaa	3	30		30	0.31	1.13	19.35	0			
Sellee	3	10		10	0.10	0.38	6.45	0			
Leväsuo	3	20		20	0.21	0.75	12.90	0			

#### Tuulivoimaskenaario: 22TWh, 7320 MW

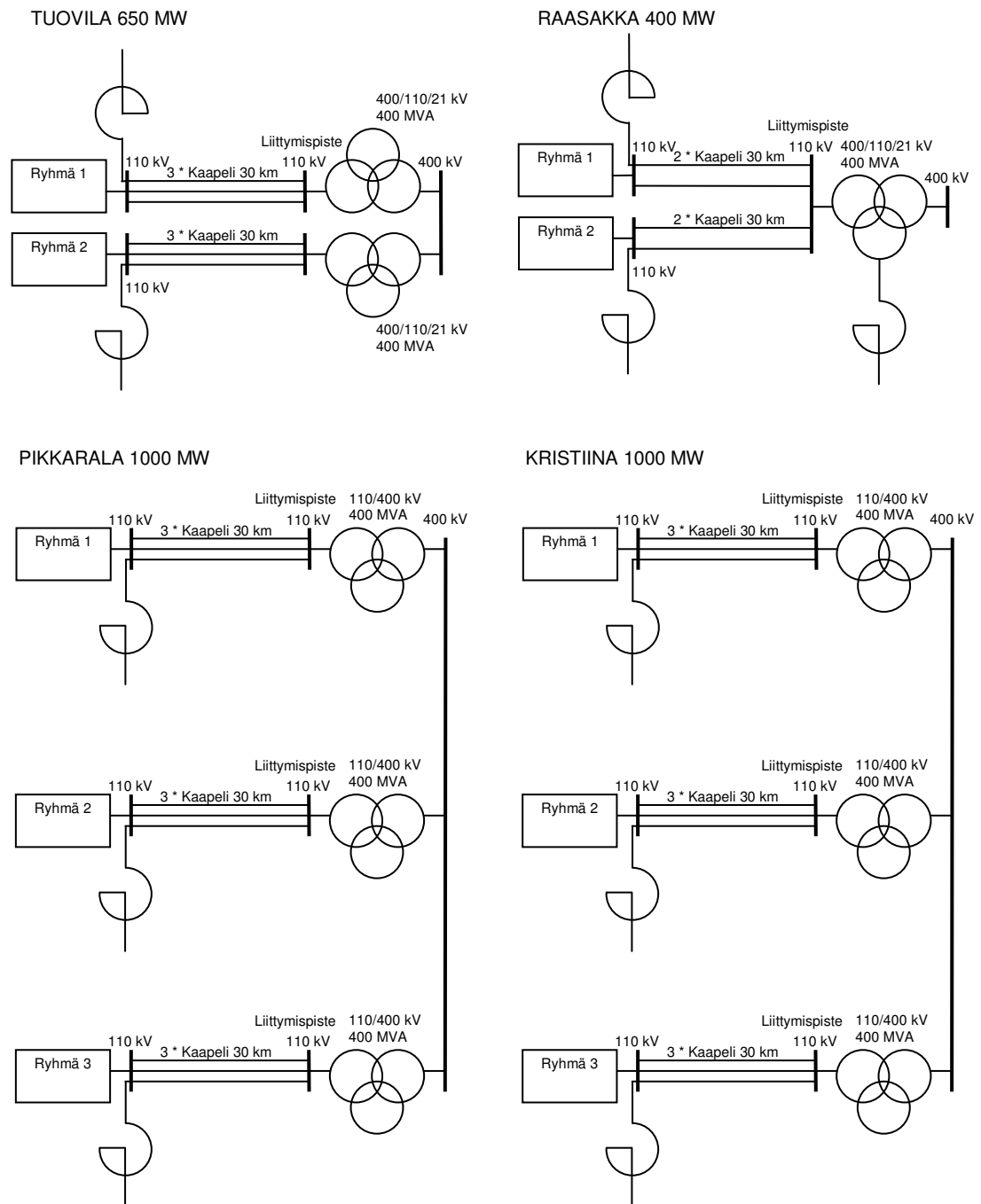
	Kaapeleita		Etäisyys asemalta	Kaapelin				Ilmajohdon			
	nipussa			pituus	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )	B ( $\mu$ F)	pituus	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )	B ( $\mu$ F)
Vajukoski	0	50		0				50	2.40	15.00	0.60
Sellee	2	10		10	0.16	0.57	4.30	0			
Raasakka	2	30		30	0.47	1.70	12.90	0			
Pyhäselkä	3	50		20	0.21	0.75	12.90	30	1.44	9.00	0.36
Pikkarala	3	30		30	0.31	1.13	19.35	0			
Pyhäkoski	2	50		20	0.31	1.13	8.60	30	1.44	9.00	0.36
Tuovila	3	30		30	0.31	1.13	19.35	0			
Kristiina	3	30		30	0.31	1.13	19.35	0			
Meripori	3	10		10	0.10	0.38	6.45	0			
Olkiluoto	3	10		10	0.10	0.38	6.45	0			
Inkoo	2	20		20	0.31	1.13	8.60	0			
Espoo	2	20		20	0.31	1.13	8.60	0			
Loviisa	1	5		0				5	0.48	2.05	0.04
Kymi	1	5		0				5	0.48	2.05	0.04

## Liite 4: Tuulipuistojen verkkoliittynät

Tuulivoimaskenaario: 5,5 TWh, 2000 MW

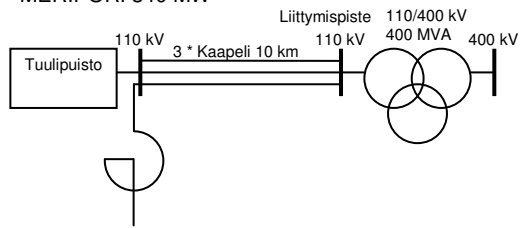


## Tuulivoimaskenaario: 22 TWh, 7320 MW

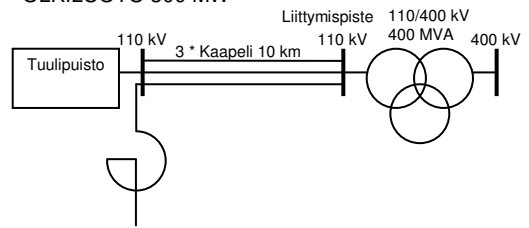




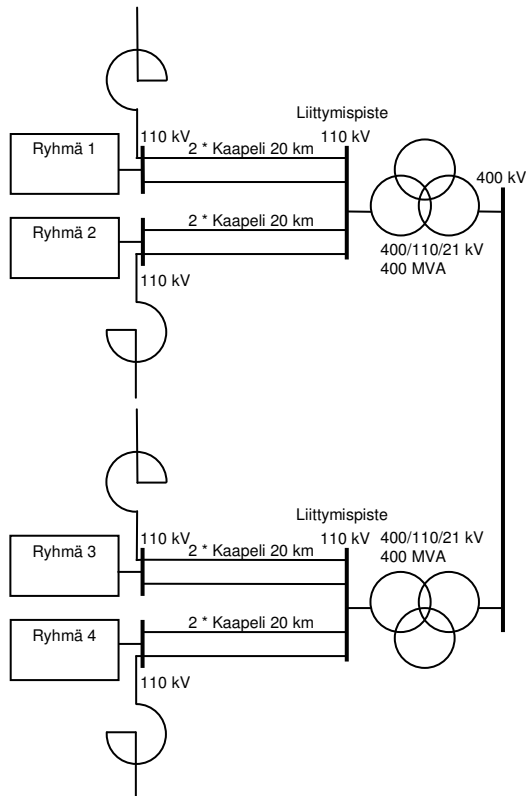
MERIPORI 340 MW



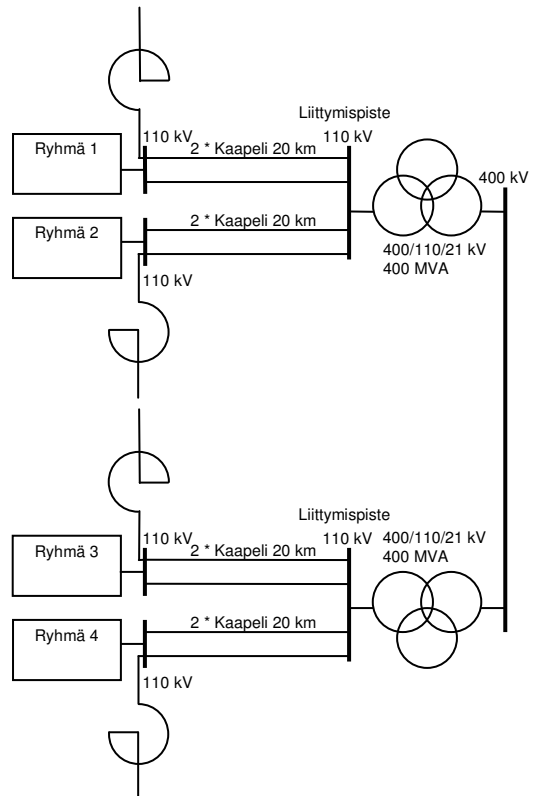
OLKILUOTO 300 MW



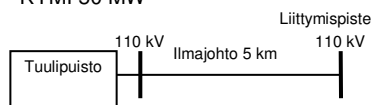
ESPOO 750 MW



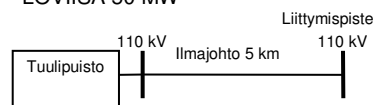
INKOO 780 MW

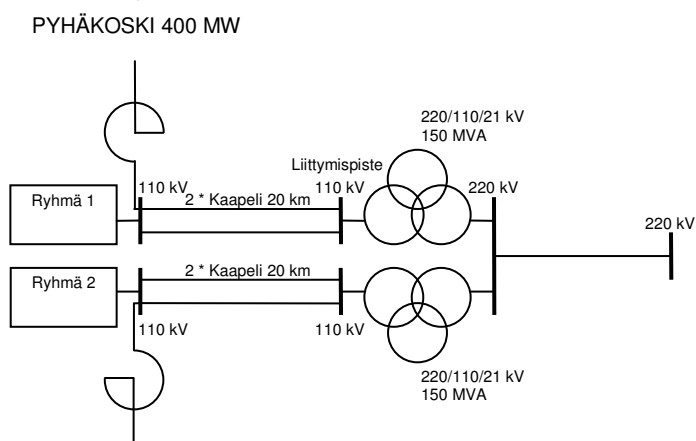
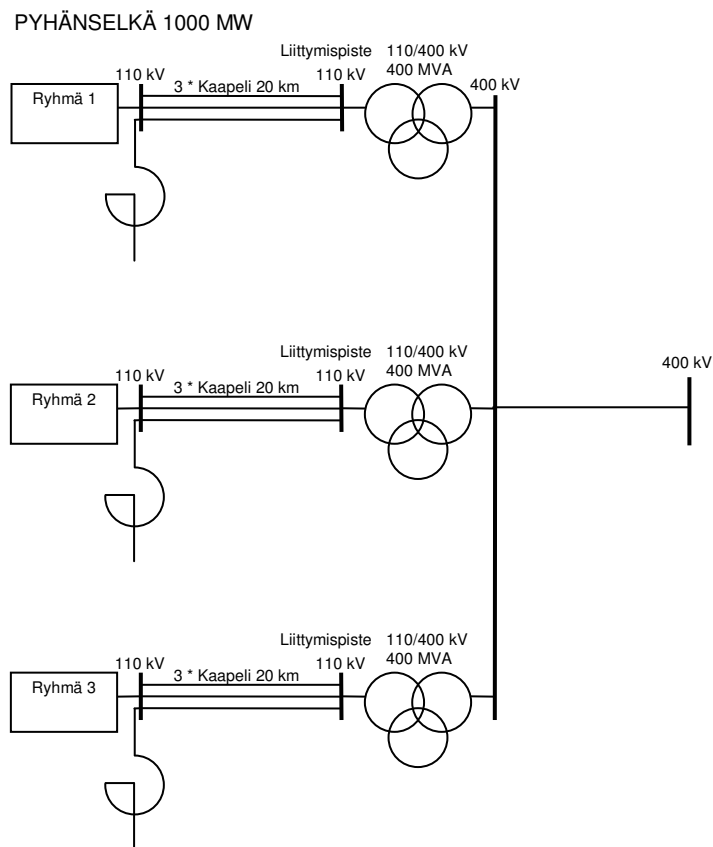
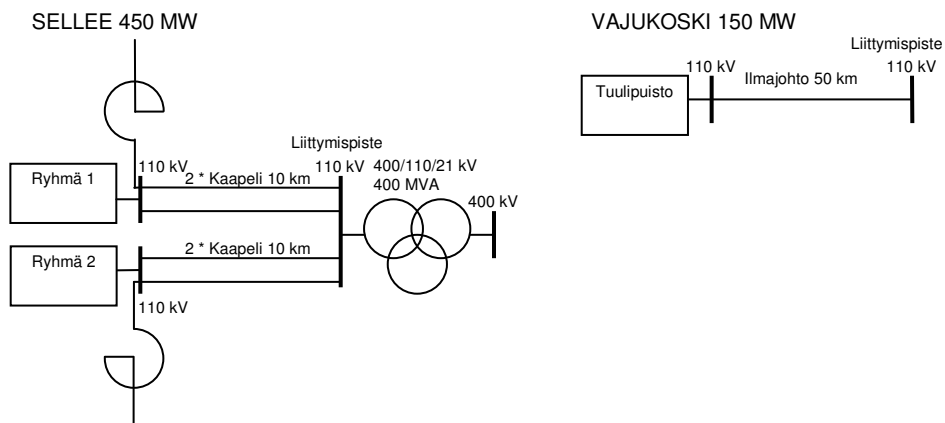


KYMI 50 MW

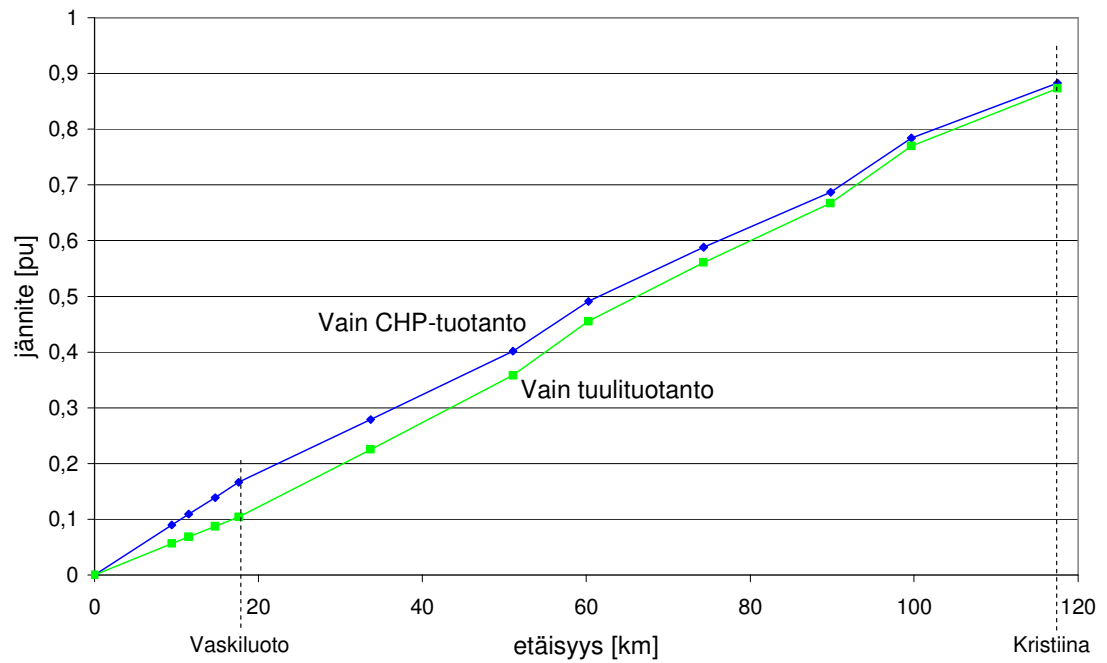


LOVIISA 50 MW





## Liite 5: Alueellisten dynamiikkatarkasteluiden tuloksia



Kuva 1. Jännite vian alkaessa etäisyyden funktiona, kun vika on asetettuna Tuovilaan

## Liite 6: Tehonjakotilanteet taajuusvastetarkasteluissa

Taulukko 7. Tehonjakotilanne, kun Suomeen on asennettuna merkittävä määrä tuulivoimaa

	MW
<b>Kokonaistuotanto</b>	<b>10505</b>
Ydin	4235
Lauhde	0
CHP	1570
Vesi	1570
Tuuli	2930
<b>Kokonaiskuorma</b>	<b>10440</b>
Tuonti Ruotsista AC	-790
Tuonti Ruotsista DC	0
Tuonti Venäjä yht.	700
Estlink	230
Siirto-P1 etelään	650

Taulukko 8. Vertailutapauksena käytettävä tehonjakotilanne, jossa tuulivoimatuotanto on korvattu perinteisellä tuotannolla

	MW
<b>Kokonaistuotanto</b>	<b>10555</b>
Ydin	4405
Lauhde	700
CHP	2910
Vesi	2395
Tuuli	0
<b>Kokonaiskuorma</b>	<b>10440</b>
Tuonti Ruotsista AC	-835
Tuonti Ruotsista DC	0
Tuonti Venäjä yht.	700
Siirto-P1 etelään	580
Estlink	230